

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего  
образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ  
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки (специальность)  
21.05.03 Технология геологической разведки (Геофизические методы исследования скважин)  
Отделение геологии

**ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ**

Тема работы
<b>ВЫДЕЛЕНИЕ И ОЦЕНКА КОЛЛЕКТОРОВ МЕТОДАМИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН НА КАЗАНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>

УДК 550.83:553.98(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2281	Канаева Екатерина Викторовна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Колмаков Ю.В.	Д. г.-м.н.,		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и  
ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т.Г.	Канд. э. н.,		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Авдеева И.И.			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Геофизические методы исследования скважин	Соколов С. В..	К.г.-м.н.		

Томск – 2023 г.

## ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>
<b><i>Универсальные компетенции</i></b>	
P1	Применять математические, естественнонаучные, социально-экономические и инженерные знания в профессиональной деятельности
P2	Анализировать основные тенденции правовых, социальных и культурных аспектов инновационной профессиональной деятельности, демонстрировать компетентность в вопросах здоровья и безопасности жизнедеятельности и понимание экологических последствий профессиональной деятельности
P3	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Идентифицировать, формулировать, решать и оформлять профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
<b><i>Профессиональные компетенции</i></b>	
P5	Разрабатывать технологические процессы на всех стадиях геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых, внедрять и эксплуатировать высокотехнологическое оборудование
P6	Ответственно использовать инновационные методы, средства, технологии в практической деятельности, следуя принципам эффективности и безопасности технологических процессов в глобальном, экономическом, экологическом и социальном контексте
P7	Применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей документации на проведение геологической разведки и осуществления этих проектов
P8	Определять, систематизировать и получать необходимые данные с использованием современных методов, средств, технологий в инженерной практике
P9	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов на основе современных методов моделирования и компьютерных технологий
P10	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена команды по междисциплинарной тематике, а также руководить командой для решения профессиональных инновационных задач в соответствии с требованиями корпоративной культуры предприятия и толерантности
P11	Проводить маркетинговые исследования и разрабатывать предложения по повышению эффективности использования производственных и природных ресурсов с учетом современных принципов производственного менеджмента, осуществлять контроль технологических процессов геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки (специальность) 21.05.03 Технология геологической разведки  
(Геофизические методы исследования скважин)  
Отделение геологии

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

\_\_\_\_\_ Соколов С. В.

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Дипломного проекта (дипломного проекта/дипломной работы)
---

Студенту:

Группа	ФИО
2281	Канаева Екатерина Викторовна

Тема работы:

<b>ВЫДЕЛЕНИЕ И ОЦЕНКА КОЛЛЕКТОРОВ МЕТОДАМИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН НА КАЗАНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 18-6/С от 18.01.2023 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	3.06.2023 г.
--	--------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Геолого-геофизические материалы преддипломной практики (геология, данные работ ГИС, результаты интерпретации, материалы ГИС для специальной главы, опубликованные данные)
-------------------------------------	---

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Общие сведения об объекте исследования.</li> <li>2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования.</li> <li>3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований.</li> <li>4. Основные вопросы проектирования.</li> <li>5. Методические вопросы.</li> <li>6. Эффективность ядерно-магнитного каротажа.</li> <li>7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.</li> <li>8. Социальная ответственность.</li> </ol>
<p><b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Географическое положение Казанского месторождения на географической карте Томской области</li> <li>2. Положение Казанского месторождения на административной карте Томской области показано красным цветом</li> <li>3. Сводный литолого-стратиграфический разрез (по материалам ООО «ВНИИГАЗ», 2006г.)</li> <li>4. Тектоническая карта фундамента Западно-Сибирской плиты(под ред. В.С. Суркова, ФГУП «СНИИГГиМС», 2000 г.)</li> <li>5. Карта структурно-тектонических элементов нефтегазоносных комплексов Томской области (под ред. В.М. Тищенко, 1994 г.)</li> <li>6. Фрагмент тектонической карты юрского структурного яруса(под ред. В.А. Конторовича, 2002 г.)</li> <li>7. Графики вертикальных годографов <math>H(t_0)</math> и местоположение скважин с данными сейсмокаротажа</li> <li>8. Временной разрез по профилю 139640 (Казанская площадь)</li> <li>9. Положение проектируемой скважины на структурной карте по горизонту II<sup>a</sup>, красной точкой обозначено положение запроектированной скважины.</li> <li>10. Физико-геологическая модель Казанского месторождения.</li> </ol>

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
По геологической части	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	Рыжакина Т. Г.
Социальная ответственность	Авдеева И. И.
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат</b>	
Срок сдачи студентом выполненной работы	03.06.2023 г.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	02.03.2023 г.
--	---------------

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Колмаков Ю. В.	Д. г.- м. н.,		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2281	Канаева Екатерина Викторовна		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2281	Канаевой Екатерине Викторовне

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>Геологии</b>
<b>Уровень образования</b>	Специалитет	<b>Направление/специальность</b>	21.05.03      Технология геологической разведки

<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Виды и стоимость ресурсов: Материально-технический расход составил 49280 руб. Расходы на человеческие ресурсы: Общая сумма на зарплату и отчисления с нее: 310892,45 руб. Общий бюджет затрат НИР 417915,12 руб.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Оклад руководителя ВКР-приказ №5994 от 25.06.2016 «Должностные оклады ППС и педагогических работников с 01.06.2016 г.» Районный коэффициент – 1,3; Премияльный коэффициент – 0,3 Коэффициент доплат и надбавок – 0,2
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс РФ. Ключевые ставки налогообложения: НДС, налог на прибыль организаций, налог на имущество физ. лиц, земельный налог Отчисления во внебюджетные фонды – 27,1%...

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. <i>Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	Оценка коммерческого потенциала, определение конкурентоспособности проекта. SWOT-анализ
2. <i>Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	Расчет временных показателей и составление календарного плана проекта.
3. <i>Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР</i>	Анализ рисков, обоснование каждого пункта бюджета, учет внеплановых расходов.
4. <i>Составление бюджета инженерного проекта (ИП)</i>	Расчет материальных затрат, зарплат исполнителей, отчислений и накладных расходов
5. <i>Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков</i>	Проведение сравнительного анализа трех исполнителей с помощью расчета интегральных показателей.

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)**

1. «Таблица сегментирования рынка услуг»	9. Календарный план график проведения исследования
2. Оценочная карта сравнения конкурентных технических решений	10. Материальные затраты
3. Матрица SWOT	11. Затраты на оборудование
4. Интерактивная матрица проекта	12. Баланс рабочего времени
5. SWOT-анализ	13. Расчет основной заработной платы
6. Морфологическая таблица альтернатив	14. Заработная плата исполнителей НТИ
7. Перечень этапов, работ и распределение исполнителей	15. Отчисления во внебюджетные фонды
8. Временные показатели проведения научного исследования	16. Расчет бюджета затрат НТИ
	17. Сравнительная характеристика вариантов исполнения проекта
	18. Сравнительная эффективность разработки

**Дата выдачи задания для раздела по линейному графику**

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	Кандидат экономических наук		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2281	Канаева Екатерина Викторовна		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>		<b>ФИО</b>	
2281		Канаева Екатерина Викторовна	
<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>Отделение геологии.</b>
<b>Уровень образования</b>	Специалитет	<b>Направление/специальность</b>	21.05.03 Технология геологической разведки

Тема ВКР:

«Проведение комплекса геофизических исследований с целью уточнения границ пластов-коллекторов и оценки их фильтрационно-емкостных свойств на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении Томской области.»

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

**Введение**  
- Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.  
- Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации

*Объект исследования* - проектная скважина в северо-западной части Казанского месторождения  
*Область применения* геологическая разведка полезных ископаемых  
*Рабочая зона:* полевые условия  
*Климатическая зона* - третья климатическая зона – умеренный пояс

*Количество и наименование оборудования рабочей зоны* - измерительная аппаратура, источники питания, контрольные приборы, скомпонованные в виде специальных стенов (лаборатория каротажной станции), подъемник, геофизический кабель, приборы электрического, радиоактивного, сейсмоакустического, ядерно-магнитного и технического видов каротажа, компьютер.

*Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:*

- подготовительные и заключительные работы на базе экспедиции;
- подготовительные и заключительные работы на скважине;
- геофизические исследования (в открытом стволе);
- спускоподъемные операции;
- переезды на скважину и обратно.

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

**1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации**  
- специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;  
- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

РД 153-39.0-072-01 Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах

Приказ от 15 декабря 2020 г. N 534 об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»

СП 2.6.1.2612-10 «Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности (ОСПОРБ 99/2010)»

ОСТ 153-39.1-005-00 «Кабели грузонесущие геофизические бронированные. Общие технические условия»

Федеральный закон от 28 декабря 2013 г. N 426-ФЗ "О специальной оценке условий труда.

ТК РФ Глава 47 Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.

ТК РФ Статья 351.6. Особенности регулирования труда работников в сфере электроэнергетики, сфере теплоснабжения, в области промышленной безопасности, области безопасности гидротехнических сооружений;

**2. Производственная безопасность при эксплуатации:**

#### **Опасные факторы:**

1. Движущиеся твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего;

<p>- Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>2. Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий;</li> <li>3. Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых объектов</li> <li>4. Производственные факторы, связанные с повышенным уровнем ионизирующих излучений;</li> </ol> <p><b>Вредные факторы:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>5. Повышенный уровень общей вибрации;</li> <li>6. Повышенный уровень шума;</li> <li>7. Производственные факторы, связанные с аномальными климатическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;</li> <li>8. Длительное сосредоточенное наблюдение;</li> <li>9. Эмоциональные перегрузки;</li> <li>10. Физическая динамическая нагрузка;</li> <li>11. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения.</li> <li>12. Производственные факторы связанные с биологическим воздействием на организм работающего-укусы насекомых или животных.</li> </ol> <p><b>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</b> использование защитных костюмов, виброизолирующие рукавицы, перчатки, виброизолирующая обувь, беруши, наушники, каска, защитные ограждения, предупреждающие знаки, соблюдение режима работа-отдых, вакцинирование работников, использование защитных аэрозолей, устройства защитного заземления.</p>	
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</p>	<p><b>Воздействие на селитебную зону:</b> обвалы и тектонические нарушения на территории.</p> <p><b>Воздействие на литосферу:</b> загрязнение нефтепродуктами, химреагентами, производственными отходами и мусором, деформации земной поверхности в результате извлечения из недр нефти, газа и подземных вод, поддерживающих пластовое давление.</p> <p><b>Воздействие на гидросферу:</b> загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, нефтепродуктами, минерализованными водами и рассолами).</p> <p><b>Воздействие на атмосферу:</b> выбросы пыли и токсичных газов из подземных выработок, выбросы вредных веществ при бурении с продувкой воздухом, работа котельных, сжигание попутного газа.</p>	
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</p>	<p><b>Возможные ЧС:</b>          Природные катастрофы (наводнения, цунами, ураган и т.д.);          Геологические воздействия (землетрясения, оползни, обвалы, провалы территории и т.д.);          Техногенные аварии (пожар, загрязнение подземных вод, взрыв газа)  <b>Наиболее типичная ЧС:</b> пожар, вызванный возгоранием нефтепродуктов.</p>	
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>		<p>01.03.2023</p>

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Авдеева Ирина Ивановна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2281	Канаева Екатерина Викторовна		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 115 с., 28 рис., 29 табл., 39 источников.

Ключевые слова: нефтегазоконденсатное месторождение, открытый ствол, геофизические исследования скважин, коллектор, интерпретация.

Объектом исследования является Казанское нефтегазоконденсатное месторождение, интервал продуктивных пластов юрских отложений.

Цель работы – составление проекта для проведения комплексных геофизических исследований скважин с целью выделения и оценки коллекторских свойств пластов юрских отложений на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении.

В процессе исследования проводились сбор и анализ геолого- геофизических материалов, проектирование разведочной скважины и выбор оптимального комплекса геофизических методов, применяемых для открытого ствола скважины, составление проектно-сметной документации.

В результате исследования была изучена физико-геологическая модель месторождения, выбран и обоснован комплекс геофизических методов исследования и участок для проектирования разведочной скважины.

Основные конструктивные, технологические и технико – эксплуатационные характеристики: выбранный комплекс методов подходит к исследуемому месторождению и решает поставленные геологоразведочные задачи.

Область применения: проведение комплексных геофизических исследований разведочных скважин на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении.

## **ABSTRAKT**

Final qualifying work 115 p., 28 fig., 29 table., 39 sources.

Keywords: oil and gas condensate field, open trunk, geophysical studies of wells, reservoir, interpretation.

The object of the survey is the Kazanskoe oil and gas condensate field, the interval of productive layers of Jurassic sediments. The purpose of the work is to draw up a project for conducting complex geophysical studies of wells in order to isolate and evaluate the reservoir properties of Jurassic sediment layers at the Kazan oil and gas condensate field.

In the course of the research, the collection and analysis of geological and geophysical materials, the design of an exploration well and the selection of the optimal complex of geophysical methods used for an open borehole, the preparation of design and estimate documentation were carried out.

As a result of the study, the physical and geological model of the deposit was studied, a complex of geophysical research methods and a site for the design of an exploration well were selected and justified.

Main design, technological, technical and operational characteristics: the selected set of methods is suitable for the field under study and solves the assigned exploration tasks.

## СОДЕРЖАНИЕ

РЕФЕРАТ .....	9
АВСТРАКТ.....	10
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	13
ВВЕДЕНИЕ.....	15
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ .....	17
1.1 Географо-экономический очерк района.....	17
1.2 Геолого-геофизическая изученность.....	19
2    ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ    ХАРАКТЕРИСТИКА    ОБЪЕКТА	
ИССЛЕДОВАНИЙ .....	22
2.1 Литолого-стратиграфический разрез.....	22
2.2 Тектоника и магматизм.....	27
2.3 Нефтегазоносность.....	31
2.4 Фильтрационно-емкостные свойства нефтегазоносных комплексов .....	32
2.5 Сейсмогеологическая характеристика .....	38
3    АНАЛИЗ    ОСНОВНЫХ    РЕЗУЛЬТАТОВ    РАНЕЕ    ПРОВЕДЕННЫХ	
ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	42
4. ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ .....	50
4.1. Задачи геофизических исследований .....	50
4.2. Обоснование объекта исследований.....	50
4.3 Физико-геологическая модель объекта исследования.....	51
4.4 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса .....	54
5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ.....	56
5.1 Методика проектных геофизических работ .....	56
5.2 Интерпретация геофизических данных.....	61
6. СПЕЦИАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ .....	66
7    ФИНАНСОВЫЙ    МЕНЕДЖМЕНТ,    РЕСУРСООЭФЕКТИВНОСТЬ    И	
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	78
7.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных	
исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	78
7.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования.....	78
7.1.2. Анализ конкурентных технических решений .....	80
7.1.3. SWOT-анализ .....	82
7.2. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований... 85	

7.3 Планирование научно-исследовательских работ .....	86
7.3.1. Структура работ в рамках научного исследования .....	86
7.3.2 Определение трудоемкости выполнения работ .....	87
7.3.3. Разработка графика проведения научного исследования .....	88
7.4. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования .....	95
<b>8 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....</b>	<b>98</b>
8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	98
8.1.1 Правовые нормы трудового законодательства .....	98
8.1.2 Эргономические требования к правильному расположению и компоновки рабочей зоны. ....	99
8.2 Производственная безопасность.....	100
8.3 Экологическая безопасность .....	106
8.3.1 Воздействие на селитебную зону .....	106
8.3.2 Воздействие на литосферу.....	107
8.3.3 Воздействие на атмосферу.....	107
8.3.4 Воздействие на гидросферу .....	107
8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	107
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>110</b>
<b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ .....</b>	<b>111</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ 1 .....</b>	<b>114</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ 2 .....</b>	<b>115</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ 3 .....</b>	<b>116</b>

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение  
ГКМ – газоконденсатное месторождение  
ГМИС – геофизические методы исследования скважин  
ПФ – производственный филиал  
ГВК, ГЖК – контакты «газ-вода», «газ-жидкость»  
ПВР – прострелочно-взрывные работы  
ГТИ – геолого-технические исследования  
ГДИ – газодинамические исследования  
ГФИ – геофизические исследования  
ПГИ – промыслово-геофизические исследования  
УВ - углеводороды  
ММП - многолетнемерзлые породы  
ПИ – полезные ископаемые  
ГРЭС – городская районная электростанция  
ЦПЗ – центрально-приподнятая зона  
НГП – нефтегазоносная провинция  
НГР – нефтегазоносный регион  
НГО – нефтегазоносная область  
ГГП – газ горючий природный  
ГЗН – главная зона нефтеобразования  
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства  
СК – стандартный электрический каротаж  
БКЗ – боковое каротажное зондирование  
МКЗ – микрозондирование  
БК – боковой каротаж  
МБК – микробоковой каротаж  
ИК – индукционный каротаж  
ГК – гамма-каротаж  
РК – радиоактивный каротаж  
НГК – нейтронный гамма-каротаж  
АК – акустический каротаж  
Кв – кавернометрия  
АКЦ – акустическая цементометрия  
ЦМиС – Центр Метрологии и Стандартизации

СМиС – Служба Метрологии и Стандартизации  
СГДТ – селективный гамма-дефектомер-толщиномер  
КС – каротаж кажущегося сопротивления  
ЯУР – Ямбургский участок работ  
ЦИТС – центральная инженерно-технологическая служба  
НГДУ – нефтегазодобывающее управление  
РМУ – ремонтно-монтажное управление  
РХУ – районно-хозяйственное управление  
ОМТО – отдел материально-технического обеспечения  
ООТ – отдел охраны труда  
ГМЛ – геофизическая мастерская-лаборатория  
ОУП и СЗР – оперативное управление производством и совет по защите от радиации  
УИРС – Управление интенсификации и ремонта скважин  
ЗНГКМ – Заполярное нефтегазоконденсатное месторождение  
КИП – контрольно-интерпретационная партия  
ЭКР – экспедиция по камеральным работам  
ЦПДС – Центральная производственно диспетчерская служба  
НКТ – насосно-компрессорные трубы

## ВВЕДЕНИЕ

В основу дипломной работы положены материалы, собранные лично автором во время прохождения преддипломной практики (2023 г.) в контрольно-интерпретационной парии ООО «ТОМСКГАЗПРОМГЕОФИЗИКА», где автор работал в качестве техника. В обязанности входило написание заключений по результатам интерпретации данных ГМИС (ПГИ), включающие в себя: определение текущего положения ГВК, температурного режима, пластового давления, а также уровня жидкости в стволе скважины; замер устьевых параметров; уточнение конструкции скважины (контроль перфорации, отбивка забоя, уточнение положения башмака НКТ), определение качества цементирования Казаского, Мыльджнского, Останинского месторождений. Материал для отчета по производственной практике собран по Казанскому нефтегазоконденсатному месторождению.

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция является одним из главных районов прироста нефти и газа в России. Одним из центров геологоразведочной и нефтяной промышленности Западной Сибири исторически является Томская область. На месторождения, связанные с верхнеюрскими пластами, приходится основная часть запасов.

Казанское нефтегазоконденсатное месторождение - расположено в Парабельском районе Томской области Российской Федерации, в 325 километрах к северо-западу от областного центра Томска. Другие ближайшие населенные пункты – это поселок Пудино и город Кедровый. В геологическом отношении месторождение относится к Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Казанское месторождение было открыто в 1967 году. Продуктивными являются терригенные отложения юрского возраста. Утвержденные запасы нефти на нефтегазоконденсатном месторождении составляют порядка 32 миллионов тонн, газа – 25 миллиардов кубометров, а конденсата – около 2 миллионов тонн. Продуктивными здесь являются терригенные отложения, сформировавшиеся в юрском периоде. На месторождении два пласта Ю<sub>2</sub><sup>1</sup>, который содержит в себе практически чистую нефть, и Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, который имеет значительный газовый фактор. В настоящий момент на нефтегазоконденсатном месторождении достаточно слабо развита инфраструктура. Благодаря проведенным геологоразведочным работам по доразведке данного месторождения, было подтверждено наличие здесь промышленных запасов газа, нефти и конденсата. В целом, месторождение является сложным по своему геологическому строению, а также по составу углеводородов. Поэтому вводу в эксплуатацию предшествовала достаточно серьезная и длительная подготовка, а также выбор оптимальных способов разработки. В 2008 году протоколами Центральной комиссии по разработке (ЦКР) Роснедр утверждены схема работ на месторождении на пластах Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>2</sub><sup>1</sup>,

в которых и содержится основной запас нефти, конденсата и газа. В эксплуатацию оно было введено в мае 2009 года.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка проекта на проведение комплекса геофизических исследований в проектируемой скважине для оценки границ пластов -коллекторов и их фильтрационно-емкостных свойств на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении Томской области.

Основной задачей является анализ ранее выполненных работ, построение физико-геологической модели объекта и выбор рационального комплекса геофизических методов для решения поставленных геологических задач.

# 1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ

## 1.1 Географо-экономический очерк района

Казанский лицензионный участок в административном отношении расположен на территории Кедровского лесничества в Парабельском районе Томской области (рис.1).

Климат района резко континентальный с суровой и снежной зимой, коротким и теплым летом. Минимальные зимние температуры достигают  $-45^{\circ}\text{C}$ , средние составляют  $-20^{\circ}\text{C}$   $-30^{\circ}\text{C}$ , максимальные летние  $+30^{\circ}\text{C}$ . Среднегодовое количество осадков - 500-550 мм. В зимнее время преобладают ветры южного и юго-западного направления со среднегодовыми скоростями 2.8 - 3.6 м/сек. Число дней с сильным ветром - 11-17, с метелями - 25, с устойчивыми морозами - 100, со снежным покровом – 180 дней. Глубина промерзания почвогрунтов - 80-100 см. Снежный покров достигает, в среднем, 100 мм и лежит с ноября по апрель месяц.

Рельеф местности на площади равнинный, частично всхолмленный, абсолютные отметки от + 105 до +140 м. Снежный покров появляется в октябре и сохраняется до начала мая, его мощность достигает 1.5 м. Продолжительность существования устойчивого снежного покрова определяет сроки использования «зимников». Промерзаемость грунта составляет 1.8-2 м, на заболоченных участках – не превышает 40 см. На характер погоды немалое значение оказывают местные условия (гидросеть, ландшафт, движение воздушных масс). Преобладающее направление ветров летом юго – западное, а в зимний период северо – восточное. Максимальная скорость ветра достигает 20 м/сек.[1]

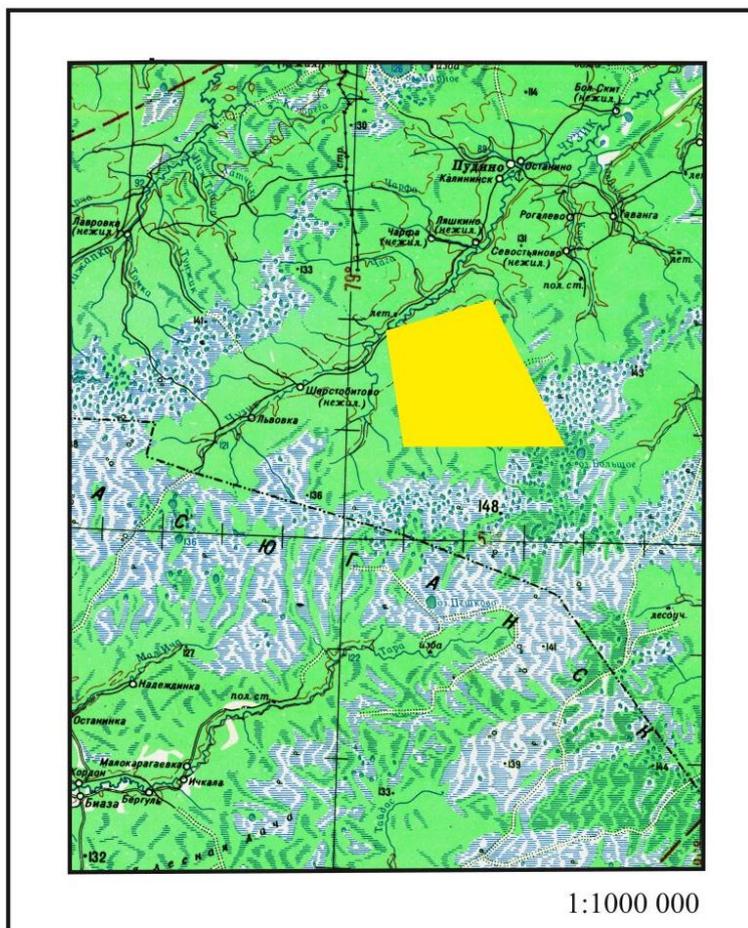
Непосредственно на рассматриваемой территории протекают реки Казанка, Большая и Малая Казанка с их притоками, местность заболочена (до 100%). Реки извилисты, с уклонами порядка 70 см на 1 км. Скорость течения не превышает 0.4 м/сек, глубина до 3 м. Основной источник питания рек - атмосферные осадки и болотные воды, которые составляют около 90% годового стока. Грунтовые воды распространены повсеместно, чаще всего имеют гидравлическую связь с болотами.

Почвенный покров, по литературным данным, представлен следующими основными типами. Серые лесные почвы встречаются на наиболее дренированных участках долин междуречий и приурочены к разнотравным березово-осиновым лесам. Дерново-подзолисто-глеевые и торфянисто-глеевые размещаются в краевых частях болотных массивов, где представлены заболоченные березовые и сосновые леса. На пойменной части территории распространены песчано-глинистые почвы.

Лесными массивами покрыта вся площадь. Леса представлены: лиственными (осиной и березой) и хвойными (сосна, ель, пихта, кедр) породами деревьев. Высота стволов до 20 м; диаметр 18-30 см; среднее расстояние между деревьями – более 2 м. Дрестой на

болотах угнетен и не превышает 10 м. Кроме того, в пределах площади развиты кедровые массивы, преимущественно расположенные вдоль речных русел. Растительный покров болот состоит из мха, разнотравья, мелкого кустарника.

Из промысловых животных в пределах площади работ обитают белка, лисица, медведь, лось. Из птицы - глухарь, тетерев, и др. [1]



#### УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

 Болота	 • 139 Отметки высот	 Дороги
 Лес	 Реки	 Граница Томской области
 Населенные пункты	 Озера	 Лицензионный участок

Рисунок 1 – Географическое положение Казанского месторождения на географической карте Томской области

В административном отношении Казанское НГКМ входит в состав Парабельского района (рис. 2).

Ближайшим крупным населенным пунктом расположенным севернее месторождения является село Пудино, где имеется аэропорт, причал, почта, больница,

школа и лесозавод. С севера – востока находится город кедровый. Непосредственно рядом с месторождением деревня Казанка. Население района занимается охотой, сельским хозяйством, работает в геологических и нефтегазодобывающих организациях. Территория месторождения покрыта в основном хвойными деревьями (ель, кедр, пихта, сосна) с участками березняков и осинников. Строительный лес необходимый для обустройства скважин имеется на месте. Для приготовления глинистого раствора используются местные глины с последующей их обработкой химреактивами. Для хозяйственно питьевого водоснабжения пригодны воды атлымской свиты нижнего олигоцена, а для технического – воды сеноманских отложений.

Район проводимых работ обжит слабо. Населенных пунктов непосредственно на изучаемой территории нет. С севера и северо – востока ближайшими населенными пунктами являются село Пудино и поселок Кедровый. Население района занимается охотой, сельским хозяйством, работает в геологических организациях.

Трубопроводный транспорт: ведомственный нефтепровод проходит 50 км к северо – западу, магистральный нефтепровод (нефть, газ) – к северо-востоку в 220 км. Согласно СУСН-III, район работ приравнивается к IV категории трудности [15].

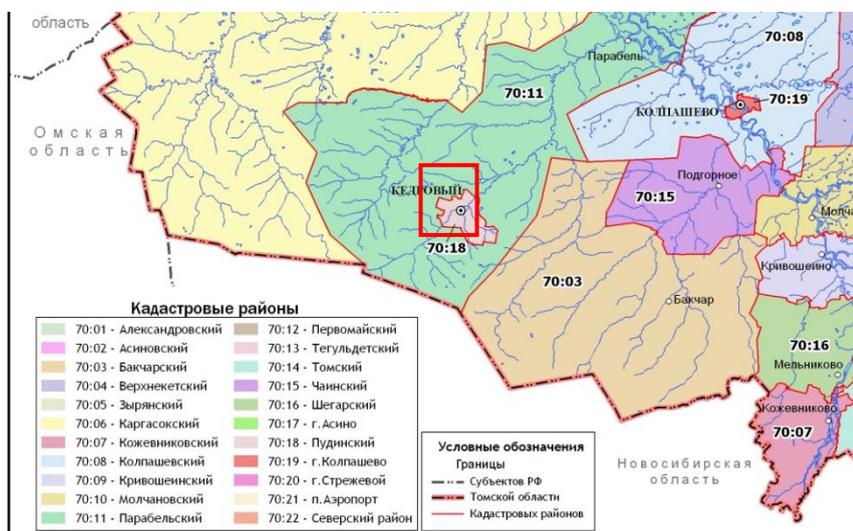


Рисунок 2 – Положение Казанского месторождения на административной карте Томской области показано красным цветом

## 1.2 Геолого-геофизическая изученность

Геолого-геофизические работы в районе реки Казанка начались с 1947 года и до начала 60-х годов проводились, в основном, для выбора направлений и объектов нефтепоисковых исследований на юге Западной Сибири. Они включали в себя геологическую съемку масштаба 1:1000000 (1947–1949 гг.), аэромагнитную съемку масштабов 1:1000000 и 1:200000 (1949–1952 гг.), колонковое бурение (1956–1958 гг.), региональные профили МОВ и КМПВ (1957–1959 гг.) и гравиметрическую съемку

масштабов 1:1000000 и 1:200000 (1957–1960 гг.) (таблица 1). В результате этих работ были установлены общие черты геологического строения исследованной территории, было выяснено, что на дневную поверхность выходят только четвертичные отложения и кое-где по руслам рек – неогеновые.

Таблица 1

Краткая характеристика результатов геолого-геофизической изученности района

Вид работ, масштаб	Организация, проводившая работы, автор отчета	Год проведения работ	Основные результаты работ
1	2	3	4
Геологическая съемка, 1:100 000	Западно-Сибирское геологическое управление	1947-1954	Установлено повсеместное развитие антропогеновых отложений, по руслам некоторых рек – неогеновых.
Аэромагнитная съемка, 1:100 000	Западно-Сибирское геологическое управление, Сибирский геофизический трест	1952	Получены первые представления об основных тектонических элементах фундамента. Построена карта магнитных аномалий $\Delta T$ .
Площадные исследования МОВ, 1:100 000	Новосибирский геофизический трест, сп 24/64-65, сп 24/65-66, Власов Б.М.	1964-1966	В зоне сочленения Межовского и Пудинского сводов выявлено Казанское КП. Выявлено и подготовлено под глубокое бурение Казанское локальное поднятие.
Сейсмокаротажные исследования скважин	Сп 11/67	1967	Получены сведения о средних и интервальных скоростях разреза по скважине Казанская № 1.
Площадные работы МОГТ, КМПВ, 1:100 000	ТГТ, сп 1,3,6, 9/77-78, Карапузов Н.И. и др.	1977-1978	На Казанской площади получены материалы о строении доюрских отложений и распределения по их кровле граничных скоростей.
Площадные исследования МОГТ, 1:50 000	ТГТ, сп 3/79-80 гг, Посохова Р.Г.	1979-1980	Изучена поверхность доюрских образований Казанского поднятия, уточнен структурный план.
Площадные исследования КМПВ 1:100 000	ТГТ, сп 6/79-80, Лахно Г.А.	1979-1980	Получены дополнительные сведения о геологическом строении доюрских образований в пределах Казанской площади.
Высокоточная аэромагнитная съемка, 1:500 000	ЦГЭ, аэромагнитная партия 38/81-82, Барулин Б.С.	1981-1982	Построена схема элементов тектоники и вещественного состава доюрского фундамента Нюрольской впадины.
Площадные исследования МОГТ, 1:50 000, 1: 100 000	ТГТ, сп 1, 3, 6/88-89,	1988-1989	Проведены площадные сейсморазведочные работы в районе Олимпийского КП и северо-западного склона Калгачского выступа.
	Мельников В.П.		Исследован восточный склон Казанского месторождения.

Площадные исследования МОГТ, 1:50 000	ТГТ, сп 1,3/95-98, Мельников В.П.	1995- 1998	Получены дополнительные сведения о геологическом строении Казанского газоконденсатного месторождения, произведена геометризация залежей УВ в пластах 3-4 1-2 Ю4, Ю3, Ю1, Ю1 средней и верхней юры.
Глубокое поисково-разведочное бурение	НТГУ, ТТГУ. ПГО «ТНГТ» ОАО «ТНГТ»	1967- 1968 1982- 1983 2000-	Открыты месторождения: Казанское – 1967 год, Калиновое, Нижнетабаганское – 1973 год, Урманское – 1974 год, Северо-Останинское – 1977 год, Северо-Калиновое – 1980 год, Речное, Герасимовское, Южно-Табанганское – 1983 год, Селимхановское – 1984 год, Арчинское – 1985 год, Южно-Тамбаевское, Солоновское – 1986 год, Широное – 1988 год, Кулгинское – 1990 год, Болтное – 1997 год.
Площадные исследования МОГТ, М 1: 50 000,	Сп 10/01-02, ОАО «Сибнефтегеофизика» Черняк В.С., Павлов И.И.	2001- 2002	Детализированы Западно-Сомовская и Пономаревская структуры. Построены карты нефтеперспективных объектов по 1-2 3-4 пластам Ю1 и Ю1 васюганской свиты и по пласту Ю3 тюменской свиты. Рекомендовано бурение двух поисковых скважин с вскрытием палеозойских отложений и сгущение сейсмических профилей к юго-западу.
Интерпретация материалов МОГТ, полученных на Казанском участке № 104	сп 10/04-05 ОАО Сибнефтегеофизика» Юркина Т.А. Сысоев А.П. идр.	2006	Уточнение геологического строения Казанского месторождения, поиск и подготовка к поисковому бурению перспективных объектов в верхней части доюрских образований и юрских отложениях, прогноз их нефтегазоносности, а также обобщение результатов ранее проведенных сейморазведочных работ для формирования электронной базы геолого-геофизических данных и построения прогнозных и структурных карт и схем по Казанскому лицензионному участку № 104.
Глубокое разведочное бурение	ОАО «Томскгазпром»	2008	Доразведка месторождения с целью уточнения геологического строения залежей и прироста УВ

## 2 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЙ

### 2.1 Литолого-стратиграфический разрез

Расчленение разреза осадочного чехла основано на регионально-стратиграфических схемах мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской равнины.

Строение, литологический состав и фаунистическая характеристика пород отражены на сводном литолого-стратиграфическом разрезе (рисунок 2).

Стратиграфический разрез Казанского месторождения представлен песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, которые подстилаются метаморфизованными породами палеозойского складчатого фундамента.

#### *Доюрские образования*

Комплекс пород, слагающих фундамент рассматриваемого месторождения, аналогичен разрезам соседних месторождений. Поэтому для детального изучения геологического строения доюрских отложений привлекалась информация по литологии и стратиграфии близлежащих скважин. В ближайших скважинах к лицензионному участку данные образования вскрыты скважинами Понаморевская 2 (21,4 м), Болтная 3 (9,3 м) и Западно-Сомовская 9 (14,7 м).

На территории лицензионного участка (ЛУ) отложения фундамента изучены на основе сейсморазведки и по данным скважин. Мощность вскрытых доюрских отложений на площади Казанского месторождения составили в скважинах 1 – 42 м, 2 – 18 м, 3 – 28 м, 8 – 41 м, 9 – 22,8 м, 18 – 48,4 м. Этими скважинами вскрыты карбонатные, терригенно-карбонатные, вулканогенно-осадочные, грубообломочные терригенные и эффузивные образования.

#### *Мезозойская эратема*

##### *Юрская система*

Юрская система сложена песчано-глинистыми осадками и представлена тремя отделами: нижним, средним и верхним.

##### Нижний отдел

Нижний отдел составляют терригенные породы урманской ( $J_{\text{ur}}$ ), тогурской ( $J_{\text{t}}$ ), салатской ( $J_{1-2\text{st}}$ ) свит, представленные песчаниками и алевролитами.

##### Средний отдел

Средний отдел сложен континентальными отложения тюменской ( $J_{2tm}$ ) свиты; прибрежноморские и более глубоководные отложения верхнего отдела – васюганской ( $J_{2-3vs}$ ) свиты.

*Тюменская свита ( $J_{2tm}$ )* сложена песчано-глинистыми осадками. Аргиллиты неравномерно чередуются с алевролитами, песчаниками и прослоями углей. В нижней части свиты преобладают аргиллиты. Для свиты, характерен растительный и углистый детрит, корни, пирит, ядра двустворок.

На электрокаротажных диаграммах тюменская свита отличается частым чередованием высоко - и низкоомных прослоев, кривая ПС расчленяет разрез слабо.

Отложения тюменской свиты, вскрыты восемью скважинами, средняя мощность свиты меняется от 150 до 500м. Разрез сложен неравномерным чередованием аргиллитов, песчаников и алевролитов.

В пределах месторождения выделяются два продуктивных пласта тюменской свиты, который индексируются, как Ю<sub>3</sub> и Ю<sub>4</sub>.

#### Верхний отдел

Верхний отдел в основном представлен глинистыми осадками и битуминозными аргиллитами.

*Васюганская свита ( $J_{2-3vs}$ )* согласно залегает на породах тюменской свиты и по литологическому составу подразделяется на две подсвиты: нижнюю (глинистую) и верхнюю (песчано-глинистую).

Нижняя подсвита, представлена прослоями глин и алевролитов, иногда возможно замещение глин на песчаные пласты (пласт Ю<sup>1</sup><sub>5-6</sub>).

Верхняя подсвита существенно более песчаная. Песчаники мелкозернистые, полимиктовые. Аргиллиты слюдистые, алевролиты массивные. В разрезе подсвиты, выделяют три песчаных пласта (Ю<sup>1</sup><sub>1</sub>, Ю<sup>1</sup><sub>2</sub> и Ю<sup>1</sup><sub>3-4</sub>), которые на месторождении выделены как коллекторы. Кроме того, к песчаникам верхней части свиты, приурочены два подсчетных объекта Ю<sup>1</sup><sub>1</sub> и Ю<sup>1</sup><sub>2</sub>, между которыми выделяется литолого-стратиграфический репер – «Р», состоящий из аргиллитов и алевролитов с большим количеством известковистых раковин пелеципод, которые подстилаются незначительным угольным пропластком. Под пластом Ю<sup>1</sup><sub>2</sub> находится пласт угля У<sub>1</sub> или пропласток углистого аргиллита или угля, хорошо распознаваемый по комплексу радиоактивного и акустического каротажа, который в большинстве скважин расчленяется на два пропластка – У<sup>1</sup><sub>1</sub> и У<sup>1</sup><sub>2</sub>.

Продуктивный пласт Ю<sup>1</sup><sub>3-4</sub> представлен крепкоцементированными мелко-среднезернистыми полимиктовыми песчаниками аркозового типа и алевролитами от светло-серого до темно-серого цвета, часто с буроватым оттенком. Цемент хлорит-гидрослюдисто-каолинитового и кальцит-сидеритового состава, иногда гидрослюдистый и лейкоксен-хлорит-каолинитовый.

Породы пласта Ю<sup>1</sup><sub>2</sub> сложены светло-серыми, слабослюдистыми, мелко-среднезернистыми крепкоцементированными песчаниками с обугленным растительным детритом.

По вещественному составу преобладают полевошпатово-кварцевые и полимиктовые аркозового типа песчаники с глинистым, реже карбонатным цементом.

В разрезе отложений пласт Ю<sup>1</sup><sub>1</sub> представлен светло-серым, мелко-среднезернистым среднесцементированным полевошпатово-кварцевым песчаником. Здесь песчаники неравномерно переслаиваются алевролитами и аргиллитами. Цемент в песчаниках полиминеральный, в составе которого присутствуют каолинит, гидрослюда, хлорит часто в ассоциации с кальцитом и сидеритом.

Келловей-оксфордский возраст свиты установлен по макро- и микрофауне. Толщина васюганской свиты – 40–70 м.

*Георгиевская свита (J<sub>3gr</sub>)* сложена аргиллитами темно-серыми до черных, плотными, тонкоотмученными, с включениями глауконита, содержащими фауну кимериджского возраста. Среди пород встречаются остатки аммонитов и белемнитов. Георгиевскую свиту отличает характерная особенность: в основании свиты отмечаются прослой глауконитовых отложений, которые хорошо определяются резким повышением значений по индукционному каротажу, что представляет собой характерный репер при детальной корреляции разреза. Общая толщина свиты изменяется от 4 до 9 м.

*Баженовская свита (J<sub>3bg</sub>)* имеет распространение на большей части территории Западно-Сибирской плиты. Породы свиты имеют почти горизонтальное залегание, с четким фиксированием кровли свиты, поэтому она является одним из лучших региональных маркирующих отражающих горизонтов. С кровлей свиты связан сейсмический отражающий горизонт Б.

Породы баженовской свиты представляют собой наиболее глубоководные морские осадки юры: аргиллиты темно-серые, битуминозные, массивные, плитчатые, встречается фауна аммонитов и белемнитов титон-волжского и ниже-берриасского возраста. Отложения баженовской свиты хорошо выделяются как по керну, так и по каротажу. Средняя толщина свиты составляет 24–31 м. Своей верхней частью свита незначительно уходит в нижнемеловые отложения.

### *Меловая система*

Отложения представлены переслаиванием темно-серых глин, аргиллитов, серых и светло-серых песчаников и зеленовато-серых алевролитов. Средняя максимальная мощность отложений составляет 282 м.

Нижний и верхний отделы составляют терригенные породы куломзинской ( $K_{1klm}$ ), тарской ( $K_{1tr}$ ) и киялинской ( $K_{1kl}$ ) свит, континентальные и частично прибрежно-морские отложения покурской ( $K_{1-2pk}$ ) свиты, а также образования кузнецовской ( $K_{2kz}$ ), ипатовской ( $K_{2ip}$ ), славгородской ( $K_{2sl}$ ) и ганькинской свит ( $K_{2gn}$ ), накопление последней происходило в морских условиях.

Отложения меловой системы – нижнего и верхнего ее отделов, согласно залегают на отложениях Баженовской свит

### *Кайнозойская эратема*

#### *Палеогеновая система*

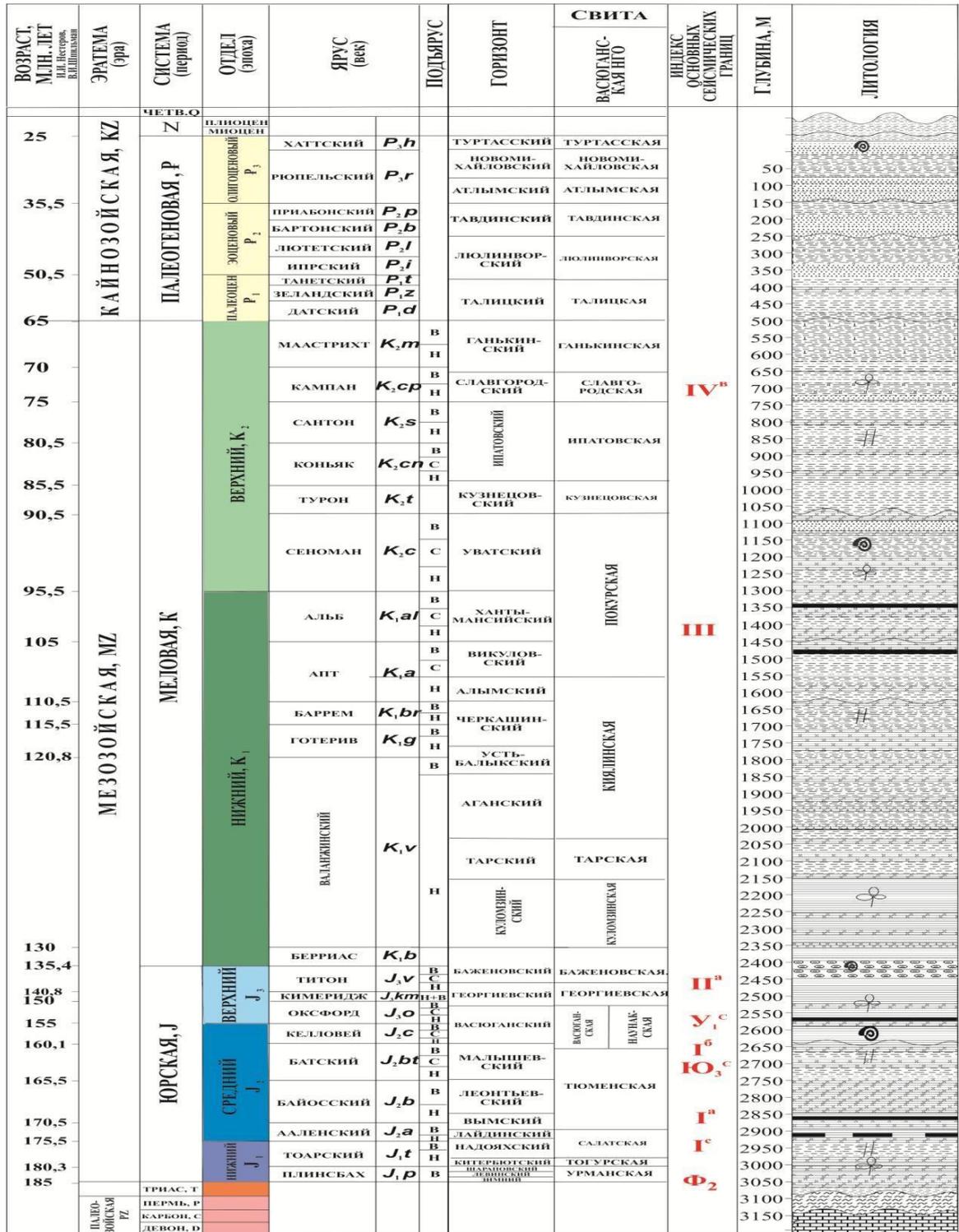
Разрез палеогеновых отложений на месторождении представлен толщей палеоценового, эоценового и олигоценового возрастов. Здесь выделяются четыре свиты: талицкая ( $P_{1tl}$ ), люлинворская ( $P_{3ll}$ ), чеганская ( $P_{2-3cg}$ ) (морская) и некрасовская ( $P_{2-3nkr}$ ) (континентальная).

Породы представлены чередованием темно-серых до черных глин, (местами опоковидными), кварцево-глауконитовых песчаников, пропластков алевролитов и бурых углей, голубоватых или желтоватых рыхлых мелко- и тонкозернистых песков. Общая мощность кайнозойских отложений может достигать 200 м.

На Казанском месторождении породы кайнозойского возраста, залегают с размывом на мезозойском комплексе отложений.

#### *Четвертичная система (Q)*

На размытой поверхности палеогеновых отложений несогласно залегают отложения четвертичного возраста, которые заканчивают разрез осадочного чехла. Осадки разнообразны по своему литологическому составу, в основном, это аллювиальные, озерные, озерно-болотные, ледниковые отложения пойм и террас рек: пески, супеси, суглинки, глины, торф [2].



Условные обозначения

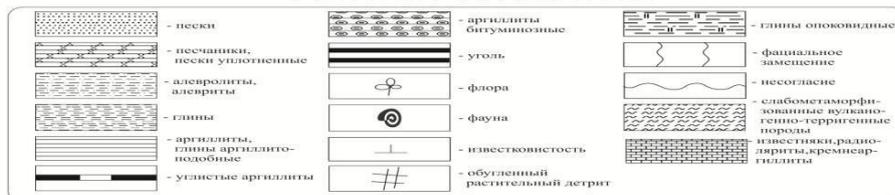


Рисунок 3 – Сводный литолого-стратиграфический разрез (по материалам ООО «ВНИИГАЗ», 2006г.)

## 2.2 Тектоника и магматизм

Изучаемый район расположен в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты. По отложениям доюрских образований Казанская площадь, согласно тектонической карте фундамента Западно-Сибирской плиты, приурочена к Сенькинско-Варьеганской зоне Центрально-Западно-Сибирской системы герцинид. Данная система представлена терригенными и карбонатно-терригенными породами положительных, возможно конседиментационных структур антиклинорного типа расположенной в центральной части позднепалеозойского сводового поднятия фундамента геосинклинального комплекса (рис.4). Зона характеризуется преобладанием Западно-Сибирской плиты. Северо-западная часть участка в северо-восточном направлении пересекается зоной раннетриасовой деструкции земной коры Чузикским континентальным рифтом, ограниченным триасовыми рифтогенными разрывами.

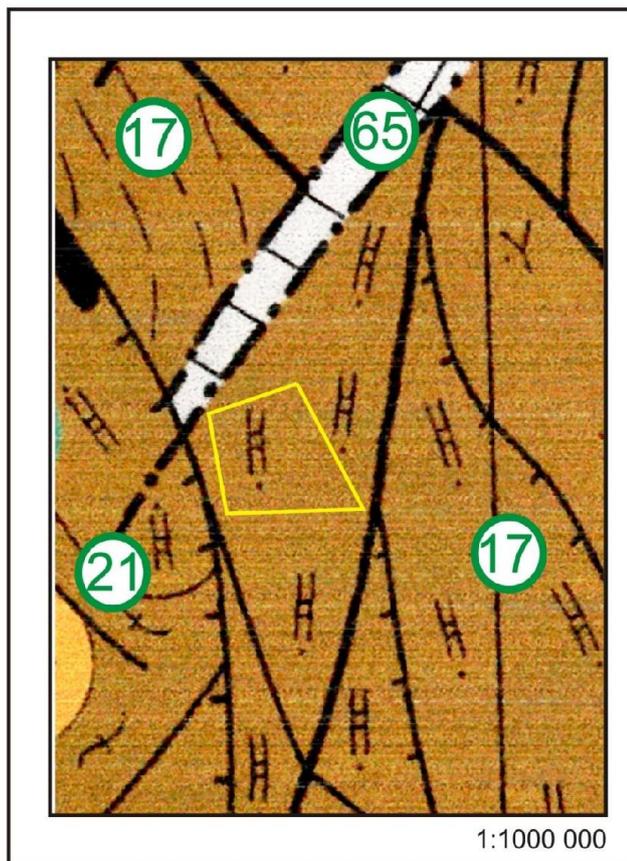
Для описываемого района характерно отсутствие терригенных отложений среднего и позднего триаса. Предполагается, что к моменту тектонической активизации, положившей начало формирования платформенных мезозойских отложений, палеоповерхность доюрского основания представляла собой поверхность выравнивания – плато, расположенное относительно высоко над уровнем моря.

Согласно карте структурно-тектонических элементов нефтегазоносных комплексов Томской области под редакцией В.М. Тищенко по отложениям платформенного чехла изучаемый район (рис.5) расположен в юго-восточной части Нюрольской впадины (отрицательной структуры I порядка), на северной периклинали Таволгинского структурного мыса (структуры II порядка). Непосредственно в изучаемом районе расположена Казанская структура III порядка, юго-западнее – Таволгинская структура III порядка. Юго-восточнее изучаемого участка расположено Олимпийское куполовидное поднятие (структура II порядка), осложненное Болтной, Олимпийской и Сомовской структурами III порядка. Северо- и северо-восточнее площади выявлена Пономарёвская и Западно-Сомовская группа локальных поднятий.

Структура осложнена двумя куполовидными поднятиями – Таволгинским и Олимпийским. Западнее изучаемого участка расположен Колпашевский мезовал, восточная часть которого, находится в пределах лицензионного участка. На северо-восточной периклинали Калгачского мегавыступа расположено Казанское локальное поднятие, которое занимает практически всю юго-восточную часть площади (рис 6).

По результатам сопоставления структурных планов по различным отражающим горизонтам отмечается, что рельеф доюрского основания Казанского участка создан

Калгачским мезавыступом. Рельеф подошвы баженовской свиты (горизонт Па) Калгачского мезовыступа в целом наследует доюрский рельеф фундамента.[3]



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ



Рисунок 4 – Тектоническая карта фундамента Западно-Сибирской плиты (под ред. В.С. Суркова, ФГУП «СНИИГГиМС», 2000 г.)

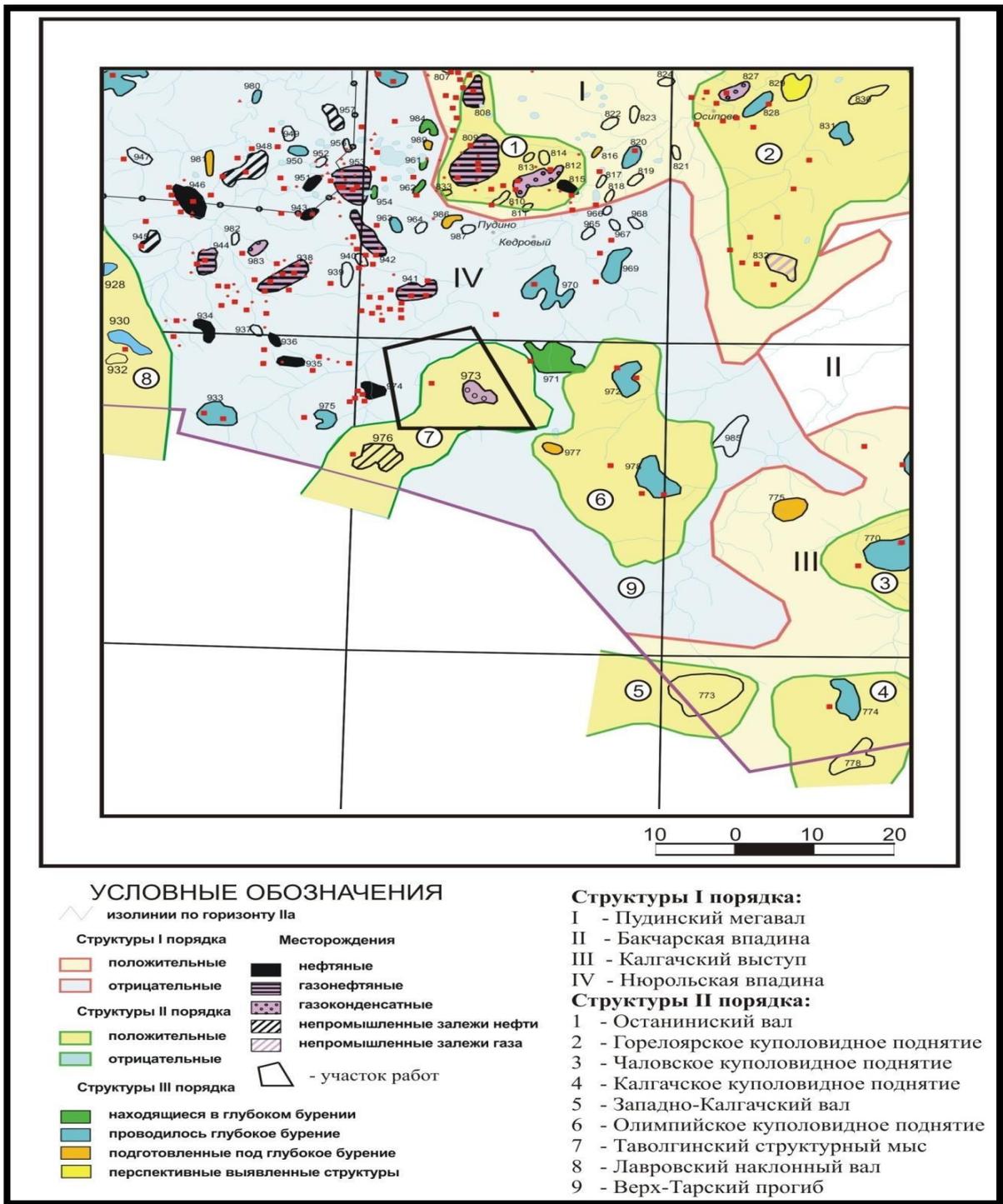


Рисунок 5 – Карта структурно-тектонических элементов нефтегазоносных комплексов Томской области (под ред. В.М. Тищенко, 1994 г.)

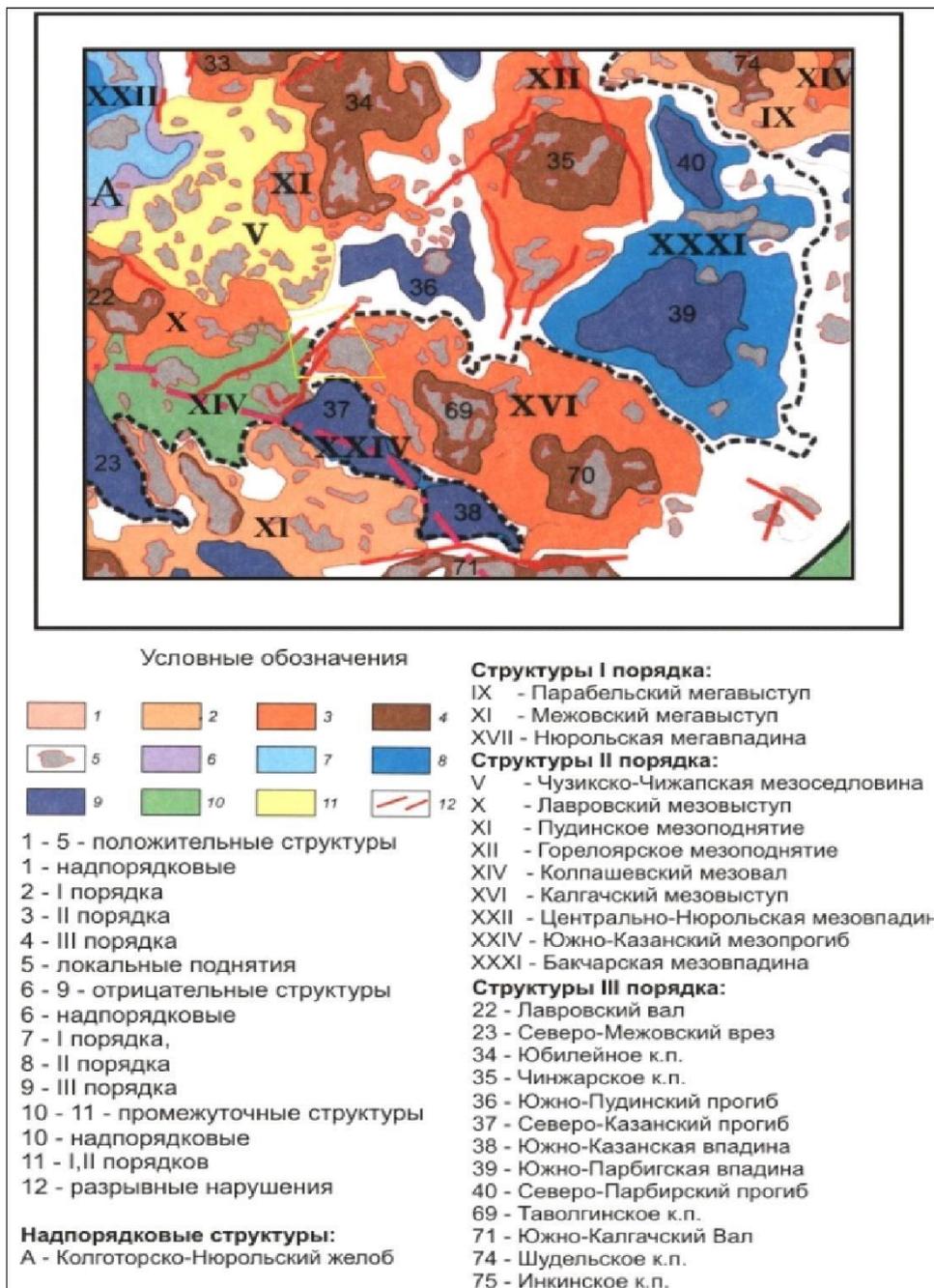


Рисунок 6 – Фрагмент тектонической карты юрского структурного яруса(под ред.

В.А. Конторовича, 2002 г.)

В среднеюрское время, тектоническая активность несколько затухает и структурный план немного выполаживается, но Казанская структура в течение всего рассматриваемого времени сохраняет приподнятое положение.

В верхне- и среднеюрское время наряду кратковременных трансгрессий происходило региональное погружение территории и как следствие, на континентальные отложения тюменской свиты залегает трансгрессивная толща мелководно-морских осадков васюганской свиты.

Необходимо заметить, что для изучаемого района в региональном плане характерно наличие тектонических нарушений северо-восточного простирания, связанных с рифтогенезом, которые проникая в осадочный чехол, могут оказывать влияние на миграцию и формирование залежей углеводородов (УВ). В юрский период имеют место вертикальные тектонические движения, а в меловое, структурообразование происходило вследствие движения блоков фундамента. В тюменской свите отмечаются тектонические нарушения. Разломы возможно сопровождали вздымание блоков фундамента, о чем свидетельствуют изменение сплошности осей синфазности на временных разрезах. Разломы в пределах лицензионного участка трассируются в интерваленижней и средней юры [3].

### 2.3 Нефтегазоносность

Казанское месторождение относится к Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, Васюганской нефтегазоносной области, Казанскому нефтегазоносному району. Промышленная нефтегазоносность Томской области связана в основном с терригенными отложениями сеномана, нижнего мела, юры и коры выветривания фундамента. Глубины залегания продуктивных отложений колеблются от 1200м до 3200м. Самым перспективным здесь является юрский нефтегазоносный комплекс, в котором обнаружены 84 месторождения, приуроченные к верхнеюрским пластам васюганской свиты и 16 месторождениям средненижнеюрских пластов тюменской свиты.[5] В пределах области выделяется перспективная нефтегазоносная Пудинская группа месторождений, к которой относятся ряд среднемелких месторождений, таких как Останинское, Северо-Останинское, Мирное, Пинджинское, Казанское и других. Основным является Казанское нефтегазоконденсатное месторождение, в котором по результатам проведенных поисково-разведочных работ и испытаниям скважин установлена продуктивность 5 пластов следующих отложений: васюганская свита (пласты Ю<sup>1</sup><sub>1</sub>, Ю<sup>1</sup><sub>2</sub>, Ю<sup>1</sup><sub>3-4</sub>); тюменская толща (пласты Ю<sub>3</sub> и Ю<sub>4</sub>). Пласт Ю<sup>1</sup><sub>2</sub> надугольной пачки васюганской свиты является основным нефтегазоносным объектом в изучаемом районе. (Приложение 1)

Пласт Ю<sup>1</sup><sub>2</sub> На месторождении пласт прослеживается в разрезе всех скважин и занимает значительную часть Казанской структуры. Разбуривание северной части месторождения позволило уточнить строение пласта Ю<sup>1</sup><sub>2</sub>. В разрезе пласта выделяется две пачки, которые существенно различаются по характеристикам ФЕС и гранулометрическому составу. Верхняя пачка – Ю<sup>1</sup><sub>2a</sub> – на основе проведенного фациального анализа в пределах рассматриваемой территории представлена морской группой, с развитием приливно-отливных песков и пляжей. Нижняя пачка – Ю<sup>1</sup><sub>2б</sub> –

формировалась в условиях переходной зон от морских к континентальным условиям осадконакопления и представлена фациями устьевых баров, аккреционных комплексов русел, кос и береговых валов.[6] Залежь пласта Ю<sup>1</sup><sub>2</sub> – пластово-сводовая, газовую шапку с двумя куполами – основной и северо-западный и имеет нефтяную оторочку. По результатам опробования скважин в пределах всего пробуренного фонда получен безводный приток нефти и газа. Абсолютные глубины залегания пласта меняются в диапазоне от 2289 до 2503м (приложение 2). Газовая шапка основного купола имеет размеры 12км на 8км, высотой 54.2м, северо-западный купол размерностью – 2.5х2.5км с амплитудой 9м. Размерность нефтяной оторочки, принята 6км на 10.5 км, высотой – 48.6м. Водонефтяной контакт не обнаружен, однако скважина 16р вскрыла переходную зону, где можно определить «условный водонефтяной контакт» на отметке а.о.-2384.4м. Залежь распространяется за границы лицензионного участка №104. ГНК принят на отметке 2344м. Общая толщина пласта варьирует в диапазоне от 6м до 13м. В пределах газовой шапки средняя эффективная толщина равна средней эффективной газонасыщенной толщине составляет 3.3 м (основной купол), 3 м (северо- 32 западный купол). По нефтяной оторочке средняя эффективная и эффективная нефтенасыщенная толщина имеет значение 4.6 м. Песчаная пачка Ю<sup>1</sup><sub>2а</sub> распространена локально и выклинивается в южном направлении, общая толщина изменяется от 0 м до 7 м, эффективная и эффективная нефтенасыщенная составляет в среднем 2,5 м. Пачка Ю<sup>1</sup><sub>2б</sub> развита во всех скважинах с общей толщиной около 9 метров, эффективная и эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0 м до 11 м. Неоднородность пласта Ю<sup>1</sup><sub>2</sub> зависит от условий осадконакопления и вторичных процессов преобразования протекающих в недрах. Породы пласта представлены песчаниками, алевролитами с прослоями аргиллитов [6].

#### **2.4 Фильтрационно-емкостные свойства нефтегазоносных комплексов**

Основными физическими параметрами, которые определяют фильтрационно-емкостными (ФЕС) коллекторов, являются пористость, проницаемость и водонасыщенность. *Пористость породы* – это её свойство, которое определяет ёмкость породы. Она представляет собой отношение объема всех пустот к общему объему породы. Различают три вида пористости: общую, открытую и эффективную. Если пористость обуславливает ёмкостные свойства коллектора, то *проницаемость* - его пропускную способность и, следовательно - коэффициент нефтеотдачи пласта и производительность эксплуатационных скважин.

На Казанском месторождении к настоящему времени пробурено 7 скважин, отстоящих друг от друга на расстоянии от 2 до 5 км. Освещенность продуктивных пластов керном в редких случаях превышает 50 %. Выполненный комплекс

аналитических исследований емкостных и фильтрационных свойств пород-коллекторов показал их весьма широкую изменчивость, как на площади, так и в разрезе.

В пределах Казанского месторождения качественные и количественные характеристики пород-коллекторов определялись в скважинах по керну и данным ГИС, а в межскважинном пространстве – по фациальному анализу и интерпретации данных сейсморазведки в системе *РЕАПАР-РД*.

Продуктивный пласт Ю<sup>1</sup><sub>1</sub> Казанского месторождения формировался в прибрежно-морских условиях с различной гидродинамикой среды осадконакопления. Отражение этих различий наблюдается при анализе коллекторских свойств песчаников продуктивного пласта Ю<sup>1</sup><sub>1</sub>.

При выделении коллектора по данным ГИС учитывались относительные отрицательные аномалии на кривой потенциалов собственной поляризации (ПС), показания микропотенциал-зонда относительно показаний микроградиент-зонда, поведение диаметра скважин на кавернограмме и значения радиоактивности пород на кривых радиоактивного каротажа.

Аналитические определения емкостных и фильтрационных свойств продуктивного пласта Ю<sup>1</sup><sub>1</sub> по Казанскому месторождению выполнены по керну в скважинах 1, 2, 3, 5, 7. Значения определений пористости и проницаемости (параллельной и перпендикулярной напластованию) пород приведены в таблице 2.

Таблица 2

Коллекторские свойства пород продуктивного пласта Ю<sup>1</sup><sub>1</sub> Казанского месторождения

Скважина	Интервал глубин, м	Литология	Пористос ть %	Проницаемость, 10 <sup>-15</sup> м <sup>2</sup>	
				парал- лельная	перпенди- кулярная
Казанская, 1	2411,0- 2417,0	песчаник	16,80- 16,96	-	-
Казанская, 2	2468,8- 2470,8	песчаник	21,20	166,4	101,8
Казанская, 3	2439,9- 2445,9	песчаник	23,10- 29,10	168,9- 271,7	117,3- 156,4
Казанская, 5	2464,9- 2466,9	песчаник	17,60- 18,70	18,4-19,2	9,7-15,8

Казанская, 7	2467,0- 2473,0	песчаник алевритовый	11,00- 11,10	0,18	0,11
-----------------	-------------------	-------------------------	-----------------	------	------

Как видно из представленных материалов и емкостные и фильтрационные свойства коллекторов варьируют в широких пределах. Проницаемость на ряде образцов отличается друг от друга на три-четыре порядка. Максимальными значениями пористости и проницаемости характеризуются образцы пород разрезов скважин 2 и 3. Соответственно в разрезе скважины 2 коэффициент пористости ( $K_p$ ) равен 21,2 %, коэффициент газопроницаемости ( $K_{пр}$ ) –  $166,4 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ , в скважине 3  $K_p$  достигает 29,1 %, а  $K_{пр}$  –  $217,7 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ . Обе скважины на прогнозной карте качества коллекторов продуктивного пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> включены в зону развития коллекторов III класса. Эта зона охватывает обширное поле вокруг скважины 2 и окаймляет район проектной скважины 9. На литолого-фациальной карте этой зоне соответствует область развития фаций прибрежно-морской равнины с активной гидродинамикой. Область развития фаций с активной гидродинамикой шире зоны развития коллекторов III класса. В эту область попадает и скважина 7, в которой образцы пород пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> имеют низкие значения пористости и проницаемости. Следует, однако, отметить, что, судя по гранулометрическому составу, исследованные на коллекторские свойства образцы пород относятся к алевритовым песчаникам. Доля фракции 0,1-0,05 мм составляет в них 35,7 %. По всем показателям ГИС (ПС, МКЗ, кавернометрии) породы продуктивного пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> в скважине 7 относятся к коллектору среднего качества (III класс. На карте эффективных коэффициентов отражения кровли васюганской свиты в районе расположения скважины 7 пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> характеризуется низкими значениями ЭКО. Изложенные выше факты в совокупности позволяют отнести коллектора, примыкающие к зоне развития коллекторов III класса, к коллекторам IV с прослоями III класса. По периферии месторождения, за исключением юго-западной и южной частей, коллектора пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> относятся к IV-V классам. В эту зону попадает и разрез скважины 1. С формальной точки зрения по значениям пористости (16,8-16,9 %) коллектора стоят ближе к IV классу, однако, невыразительность кривой ПС, слабая дифференциация кривой КС дают основания на выделение в этой зоне коллекторов пониженного класса. По фациальному облику песчаники Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> скважины 1 попадают в область развития фаций прибрежно-морской равнины со средней гидродинамикой. Южную часть Казанского месторождения (скв. 4) охватывает зона развития коллекторов VI класса, который обычно не имеет промыслового значения.

По продуктивному пласту Ю<sub>2</sub><sup>1</sup> аналитические определения коллекторских свойств пород выполнялись по керну скважин 2, 3, 5, 8 (табл. 3).

Коллекторские свойства пород продуктивного пласта Ю<sup>1</sup><sub>2</sub> Казанского  
месторождения

Скважина	Интервал глубин, м	Литологи я	Пористос ть %	Проницаемость, 10 <sup>-15</sup> м <sup>2</sup>	
				парал- лельная	перпенди- кулярная
Казанская, 2	2480,5- 2484,0	песчаник	10,00- 21,20	166,40	101,80
Казанская, 2	2480,5- 2484,0	алевроли т	7,80-8,40	0,09-0,10	0,01-0,02
Казанская, 3	2466,2- 2467,0	алевроли т	9,30	0,20	0,07
Казанская, 5	2473,0- 2478,0	песчаник	11,80- 19,50	20,50-40,40	4,40-15,20
Казанская, 8	2480,0- 2486,0	песчаник	10,70- 15,40	1,70-8,60	-
Казанская, 8	2480,0- 2486,0	алевроли т	7,50	0,70	-

В целом емкостные и фильтрационные свойства коллекторов пласта Ю<sup>1</sup><sub>2</sub> существенно ниже таковых пласта Ю<sup>1</sup><sub>1</sub>. Значения максимальной пористости (19,5 %) и максимальной проницаемости ( $40,4 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ ) коллекторов пласта Ю<sup>1</sup><sub>2</sub> зафиксированы в скважине 5. В керне остальных скважин эти показатели меньше. Столь низкие коллекторские свойства песчаников продуктивного пласта Ю<sup>1</sup><sub>2</sub> обусловлены снижением в их составе роли среднезернистых фракций и увеличением содержания фракции 0,25-0,1 мм (67,8 %).

С низкими коллекторскими свойствами (коллектор V с прослоями VI класса) прогнозируется зона, примыкающая к месторождению с юга в районе скважины 4. По керну скважины 4 имеются анализы гранулометрического состава песчаников пласта Ю<sup>1</sup><sub>2</sub>. Доминирующая роль в них принадлежит фракциям 0,1-0,05 мм (48,5 %) и 0,05-0,01 мм (34,0 %).

В северной и восточной частях Казанского месторождения располагаются зоны с развитием коллекторов IV-V классов В эту зону попадает скважина 7. По сравнению со скважиной 4 в песчаниках пласта Ю<sup>1</sup><sub>2</sub> скважины 7 отмечается присутствие фракции 0,5-0,25 мм (8,6 %), а основной объем (71,6 %) составляет фракция 0,25-0,1 мм. Данные ГИС (ПС, КС, кавернограмма) также свидетельствуют об улучшении коллекторов в скважине 7. Низкие и пониженные свойства коллекторов описанных выше двух зон обусловлены

накоплением пород пласта Ю<sup>1</sup><sub>2</sub> в условиях аллювиальной равнины (прирусловые отмели, меандрирующие палеоруслу). Судя по структурным и текстурным особенностям пород, речные системы имели затухающий характер

Оценивая в целом коллектора продуктивного пласта Ю<sup>1</sup><sub>2</sub>, следует отметить, что для жидких флюидов они низкого качества, по-видимому, этим объясняются незначительные дебиты нефти (4,8 м<sup>3</sup>/сут.), полученные в скважине 5. Для газообразных углеводородов они вполне удовлетворительные, так как граничные значения коллекторов для газа ниже, чем для нефти.

Продуктивный пласт Ю<sup>1</sup><sub>3</sub> освещен керном достаточно полно, особенно по скважинам 2 и 7, где отбор образцов производился через 0,2-0,4 м. Аналитическими работами были определены значения открытой пористости и проницаемости (табл. 4).

Таблица 4

Коллекторские свойства пород продуктивного пласта Ю<sup>1</sup><sub>3</sub> Казанского месторождения

Скважина	Интервал глубин, м	Литология	Пористос ть %	Проницаемость, 10 <sup>-15</sup> м <sup>2</sup>	
				парал- лельная	перпенди- кулярная
Казанская, 1	2457,5- 2463,5	песчаник	10,1-18,5	8,4-36,6	3,7-14,1
Казанская, 2	2510,0- 2527,0	песчаник	10,1-20,2	15,9-636,8	4,1-357,0
Казанская, 3	2488,0- 2496,0	песчаник	21,7-29,0	351,5- 622,0	459,1- 700,2
Казанская, 4	2558,0- 2560,0	песчаник	16,8-18,7	40,0-88,2	17,2-169,0
Казанская, 7	2519,0- 2526,0	песчаник	18,0-22,1	20,7-243,7	7,5-233,4
Казан ская, 8	2516,0- 2521,0	алевроли т	3,4	-	-

Пласт Ю<sup>1</sup><sub>3</sub> имеет самые высокие по качеству коллектора по сравнению с другими продуктивными пластами верхнеюрских отложений Казанского месторождения. Зоны развития коллекторов в грубом приближении ориентированы с юго-востока на северо-запад, то есть, по направлению выделенных на литолого-фациальной карте пласта Ю<sup>1</sup><sub>3</sub> палеорусел.

По данным ГИС в разрезах скважин 2 и 3 на уровне пласта Ю<sup>1</sup><sub>3</sub> выделяется хороший коллектор.

Продуктивный пласт Ю<sup>1</sup><sub>4</sub> охарактеризован результатами лабораторных исследований керн по разрезам скважин 1, 3, 4, 7, 8.

Как видно из таблицы 4 коллектора пласта Ю<sup>1</sup><sub>4</sub> практически на всей территории Казанского месторождения имеют относительно стабильные показатели (на уровне III-IV классов) емкостных и фильтрационных свойств. Исключение составляет район скважины 2. Прямых определений коллекторских свойств по образцам пород для этой скважины не проводилось, но по данным ГИС разрез пласта Ю<sup>1</sup><sub>4</sub> в ней характеризуется как коллектор пониженного качества (IV-V классы). Прежде всего, это слабое выражение отрицательной аномалии на кривой ПС и слабая дифференцированность кривой КС.

Таблица 5

Коллекторские свойства пород продуктивного пласта Ю<sup>1</sup><sub>4</sub> Казанского месторождения

Скважина	Интервал глубин, м	Литологи я	Пористос ть %	Проницаемость, 10 <sup>-15</sup> м <sup>2</sup>	
				парал- лельная	перпенди- кулярная
Казанская, 1	2463,0- 2473,0	песчаник	11,5-19,1	6,9-55,5	1,4-52,8
Казанская, 3	2498,1- 2505,1	песчаник	16,8-18,5	30,5-224,5	15,5-242,1
Казанская, 4	2570,7- 2570,9	песчаник	21,3-21,8	182,0-218,8	108,4-131,0
Казанская, 7	2528,2- 2530,7	песчаник	16,7-19,5	16,7-106,9	8,7-59,9
Казанская, 8	2527,0- 2528,5	песчаник	19,1-19,7	31,1-47,9	-

Зона наиболее высокоемкого коллектора пласта Ю<sup>1</sup><sub>4</sub> (III класс) прогнозируется в юго-восточной части Казанского месторождения в районе скважин 4 и 7. Зона вытянута по направлению к скважине 1.

В разрезах продуктивной толщи, по данным БКЗ, стандартного каротажа, каверно- и радиометрии, были выделены четыре основных типа пород:

- а) хорошо проницаемые (более 500 мД);
- б) проницаемые породы (100-500 мД), представленные песчаниками, разно- и мелкозернистыми алевролитами;
- в) слабопроницаемые породы (менее 100 мД): алевролиты мелкозернистые и пачки тонкого переслаивания алевролитов и глин;

г) непроницаемые глинистые породы.

## **2.5 Сейсмогеологическая характеристика**

Поверхностные и глубинные сейсмогеологические условия района работ благоприятны для постановки сейсморазведочных работ МОВ, так как разрез платформенного чехла характеризуется небольшими углами наклона границ и высокой скоростной дифференциацией с наличием региональных и локальных сейсмических реперов.

Скоростная характеристика разреза в пределах Казанского л.у. по данным сейсмокаротажа (СК) изучалась только в скв. Казанская 1. За пределами площади такие работы были проведены в скважинах Сомовская 145, Западно-Сомовская 9, Олимпийская 151, Роголёвская 143, Калиновая 13, Южно-Табаганская 135, Солоновская 44 (рис.7).

Для района работ характерно наличие изменчивой по физическим свойствам зоны малых скоростей (ЗМС) и тонкослоистого терригенного разреза мезозойско-кайнозойского платформенного чехла, перекрывающего доюрские породы. Мощность ЗМС невелика и изменяется от 3 до 12 м. Ухудшение качества материала отмечается только на болотах с мощной (до 10м) толщей торфа и ила.

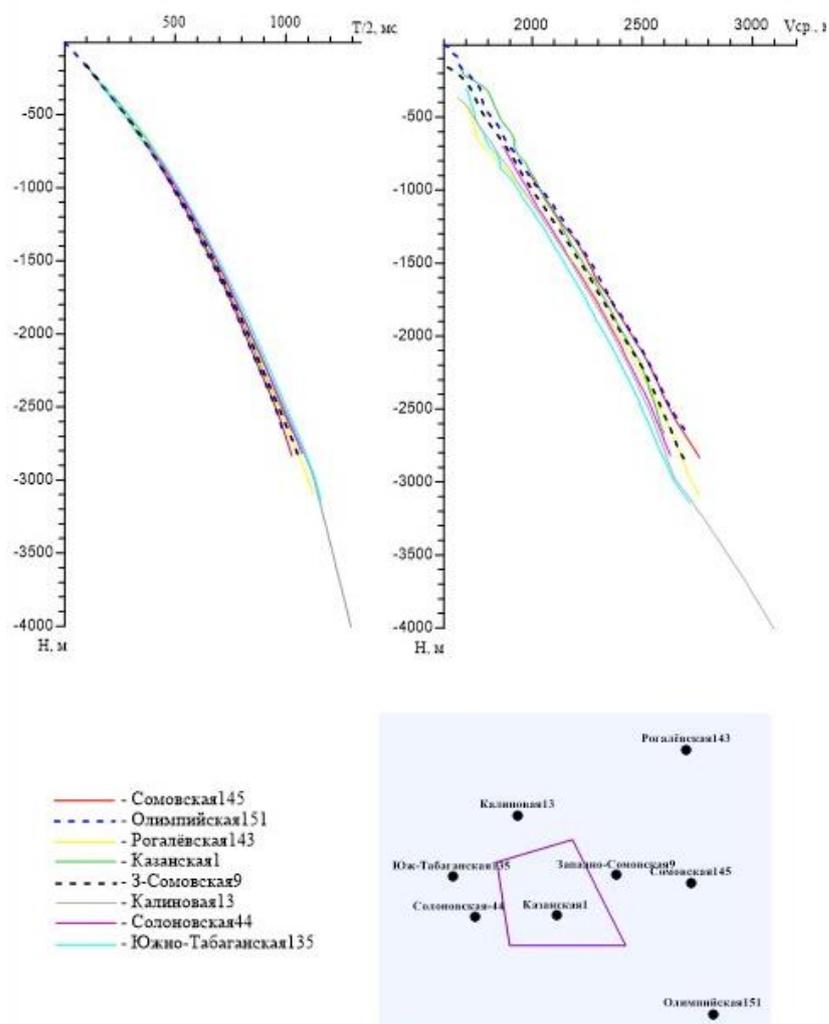


Рисунок 7 – Графики вертикальных годографов  $N(t)$  и местоположение скважин с данными сейсмокаротажа

В ЗМС значения пластовой скорости изменяются от 300 до 800 м/с. Аномально пониженные значения скоростей в ЗМС приурочены к местам развития торфяников и мелководных травянистых болот. Иногда ЗМС бывает двухслойной, с  $V_{пл}$  во втором слое, равной 800-1300 м/с. Подстиляется ЗМС породами с  $V_{пл} = 1500-1600$  м/с.

Разрез платформенного чехла характеризуется постепенным возрастанием  $V_{cp}$  от 1500-1600 м/с до 2600-2700 м/с на уровне кровли доюрских образований. Для  $V_{cp}$  характерно наличие горизонтального градиента.

Выделяются следующие группы отражающих горизонтов: V, IV, III, II, I и Ф в отложениях, соответственно, палеогена, верхнего мела, нижнего мела, верхней и средней юры и палеозоя (табл. 6).

Характеристика основных отражающих горизонтов

Индекс отражения	Стратиграфическая привязка	Интервал регистрации (с)	Форма записи
1.1.1 <sub>а</sub>	подошва талицкой свиты	на площади не коррелировался	устойчивая, динамически выраженная, двухфазная
1.1.2 I <sub>V</sub> <sub>в</sub>	кровля ипатовской свиты	0.3-0.5	устойчивая, динамически выраженная, двухфазная
III	низы покурской свиты	1.2-1.3	изменчивая, одно-, двухфазная
II <sup>а</sup>	подошва баженовской	1.8-2.0	двухфазная, опорная, динамически выдержанная
I <sup>а</sup>	кровля угольного пласта У <sub>10</sub>	1.9-2.2	интерферирующее отражение переменной амплитуды
I <sup>с</sup>	подошва глинистой пачки в низах салатской свиты	2.1-2.3	неустойчивое интерферирующее отражение переменной амплитуды
Φ <sub>2</sub>	кровля доюрских образований	2.0-2.4	неустойчивое отражение различной интенсивности

Наиболее выдержанными на территории Западной Сибири являются отражающие горизонты группы II. В этой группе различают волны Б и II<sup>а</sup>, формирующиеся на кровле и подошве баженовской свиты соответственно. На исследованной площади как и для других территорий ЗСП наиболее выразительной является волна II<sup>а</sup>, являющаяся региональным репером. В группе I обычно используют для интерпретации отражающий горизонт I<sup>б</sup>, образующийся в зоне контакта васюганской и тюменской свит, и I<sup>а</sup>, образующийся в средней части тюменской свиты на кровле регионально прослеживаемого угольного пласта У<sub>10</sub> (рис. 8)

С подошвой осадочного чехла связываются волны группы Φ. Здесь различают отражение Φ<sub>1</sub>, формирующееся на контакте терригенно-карбонатного комплекса палеозоя с вулканогенно-осадочной толщей пермо-триаса и Φ<sub>2</sub>, формирующееся на контакте терригенно-осадочного комплекса мезозоя и терригенно-карбонатного комплекса палеозоя. Корреляция этих отражений затруднена из-за сложного поведения соответствующих им

геологических границ и строения нижележащих толщ, что определяет сложную волновую картину этих отражений.

Основными волнами-помехами являются многократные и частично-кратные волны.

По данным КМПВ в регионе выделяются три преломляющие границы: поверхность пермо-триаса с граничными скоростями  $V=4.8-5.6$  км/с, поверхность палеозоя с  $V=5.0-6.7$  км/с и поверхность кристаллического фундамента с  $V=6.3-6.9$  км/с.

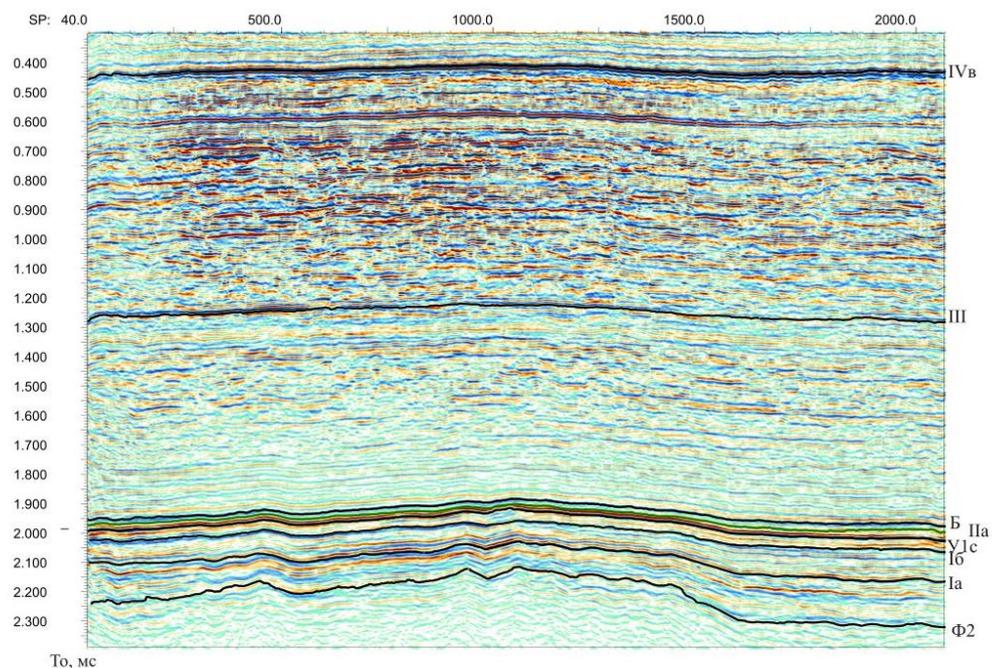


Рисунок 8 – Временной разрез по профилю 139640 (Казанская площадь)

### 3 АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Анализа исследований емкостных и фильтрационных свойств пород-коллекторов на Казанском лицензионном участке показал, их весьма широкую изменчивость, как на площади, так и в разрезе. В пределах месторождения качественные и количественные характеристики коллекторов определялись в скважинах по керну и данным ГИС, а в межскважинном пространстве – по фациальному анализу и интерпретации данных сейсморазведки в системе РЕАПАРК-РД.

Литологический облик пород васюганской свиты Казанского месторождения приобретает черты наунакской свиты. Нижняя часть васюганской свиты сложена преимущественно глинистыми породами сокращенной мощности. В верхневасюганской подсвите выделяются подугольная и надугольная части разреза, разделенные песчано-углисто-глинистой толщей. Количество и мощность пропластков угля и углистых аргиллитов в разрезе песчано-углисто-глинистой толщи отражает историю геологического развития Казанской структуры.

В верхнеюрских отложениях Казанского месторождения выделено четыре продуктивных пласта Ю<sup>1</sup><sub>1</sub>, Ю<sup>1</sup><sub>2</sub>, Ю<sup>1</sup><sub>3</sub>, Ю<sup>1</sup><sub>4</sub>. Первые два из них Ю<sup>1</sup><sub>1</sub>, Ю<sup>1</sup><sub>2</sub> расположены в надугольной части разреза васюганской свиты, два последних Ю<sup>1</sup><sub>3</sub>, Ю<sup>1</sup><sub>4</sub> в подугольной.

Продуктивный пласт Ю<sup>1</sup><sub>1</sub> расположен в кровле васюганской свиты, имеет незначительные мощности от 2 до 8 метров. В одних разрезах он сложен средне-мелкозернистыми, хорошо отсортированными песчаниками, в других преимущественно мелкозернистыми с повышенным содержанием мелкоалевритовой фацией, в третьих доминируют аргиллиты. Местоположение продуктивного пласта в разрезе определяется тремя основными факторами. Во-первых, он расположен сразу под отложениями георгиевской свиты; во-вторых, в составе пласта увеличивается количество известкового материала, который на каротажных кривых КС отражается всплеском высокоомных показателей и которые в свою очередь являются хорошим репером при корреляции пласта Ю<sup>1</sup><sub>1</sub>; в-третьих, нижний уровень обильного захоронения раковин пелеципод расположен внутри алевролитоглинистой перемишки, разделяющей пласты Ю<sup>1</sup><sub>1</sub> и Ю<sup>1</sup><sub>2</sub>.

Продуктивный пласт Ю<sup>1</sup><sub>2</sub> хорошо выделяется по комплексу каротажных кривых и по описанию керна. Мощность его в пределах месторождения составляет от 4 до 8 м. По литологическим признакам, строению пласта Ю<sup>1</sup><sub>2</sub> и характеру кривых ПС выявлена литолого-фациальная зональность, обусловленная различной типизацией литолого-фациальных разрезов.

Первая зона занимает большую часть Казанского месторождения, для нее характерен определенный тип разрезов с поглублением зернистости песчаников в основании пласта и мелкозернистыми разностями до алевролитов с прослоями аргиллитов в кровле. Форма ПС колоколовидная с постепенным, иногда с более резким снижением отрицательной аномалии.

Вторая зона имеет извилистые контуры и распространена в западной и северо-восточной частях месторождения. Для нее характерен иной тип разреза – увеличение зернистости пород снизу вверх по разрезу. В песчаниках рассматриваемой зоны повышена доля мелкозернистой с небольшим содержанием среднезернистой фации.

Пласт Ю<sup>1</sup><sub>2</sub> заключен между двумя четко выраженными реперами. Над пластом располагается алевролитоглинистая толща, обогащенная известковым материалом. Кривые КС против пород выражаются относительно более высокоомным всплеском за счет наличия известкового материала. Под пластом залегает выдержанная повсеместно углистоглинистая толща континентального генезиса. Песчаники продуктивного пласта Ю<sup>1</sup><sub>2</sub> непосредственно контактируют с пластами углей или углистых аргиллитов.

Продуктивный песчаный пласт Ю<sup>1</sup><sub>3</sub> залегает сразу под отложениями углистоглинистой толщи. Его мощность изменяется от 5 до 15 м. Пласт хорошо выделяется по комплексу каротажных кривых и, особенно, по минимуму кривой ПС. В качестве репера для корреляции используется нижняя граница углистоглинистой толщи.

Пласт Ю<sup>1</sup><sub>4</sub> по разрезу ниже пласта Ю<sup>1</sup><sub>3</sub> и отделяется от него тонкой глинистой перемычкой. Мощность коллектора в пределах Казанского месторождения изменяется от 6 до 11 м. Пласт сложен средне-мелкозернистыми песчаниками с прослоями среднезернистых.

На Казанском месторождении исследования ГИС проводились в масштабах 1:200 и 1:500.

Комплекс ГИС включает следующие методы:

- КС или ПС или каротаж стандартный;
- МБК или микробоковой каротаж;
- ИК или индукционный каротаж;
- БКЗ (боковое каротажное зондирование);
- ВИКИЗ – индукционное каротажное изопараметрическое зондирование при высокой чувствительности;
- МКЗ или каротаж методом микрозондирования;
- БК или боковой каротаж;
- ННКт, ГК, НГК или каротаж радиоактивный;

- АК или каротаж акустический;
- ГГК-П или плотностной каротаж типа «гамма-гамма»;
- кавернометрия (КВ);
- инклинометрия;
- резистивиметрия (РЕЗ).

Для анализа геофизической информации была выбрана скважина №325 Казанского НГК месторождения. Интервал залегания представлен отложениями верхне-среднеюрской системы. Литологически интервал характеризуется чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов с включениями углистых прослоек. Выделенные пласты -коллекторы залегают непосредственно под высокоомными битуминозными баженовскими аргиллитами, которые являются надежным геофизическим репером [8].

### Меловая система

#### *Куломзинская свита*

Интервал расположения куломзинской свиты меловой системы соответствует промежутку от 2410 до 2439 метров (в относительном измерении) или от – 2269 до 2298 метров (в абсолютном измерении); суммарная мощность составляет свыше 29 метров (при а.о. = 29 метров). Свита, с точки зрения литологической структуры, состоит, в основном, из аргиллитов (глин низкой проницаемости) при отсутствии накопительных пластов; данное образование не представляет интереса с позиции добычи углеводородов. При применении геофизических методик глины выявляются низкие показатели сопротивления свиты по ИК ( $R_{cp}=190$  мсим.), БК ( $R_{cp}= 5-6$  Ом\*м), высокими значениями по радиоактивному методу НКТ и ГК (12-14 мкР/ч). Каверномер «рисует» в пределах номинального диаметра скважины 0.218 м. (рис.9)

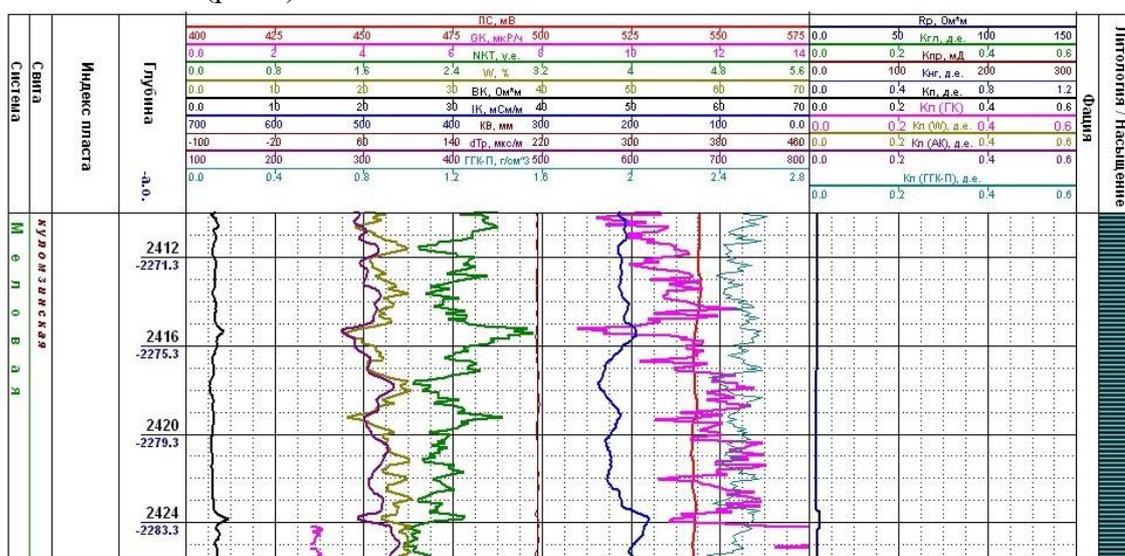


Рисунок 9 – Геолого-геофизический разрез куломзинской свиты Казанского месторождения

## Юрская система

### *Баженовская свита*

Баженовская свита (интервал 2439.3-2464.2 м, а.о. -2299.3 -2323.2м) общей мощностью 24, 9 м. (а.о. 23,9 м), литологически свита характеризуется непроницаемыми глинами (аргиллитами), пластов коллекторов нет. Являясь региональным репером, характерно выделяется аномально высокими значениями радиоактивного метода ГК относительно низкими значениями сопротивления (ИК и БК), по радиоактивному методу НКТ наблюдается уменьшение значений. Диаметр скважины по каверномеру 0,218 м. (рис.10).

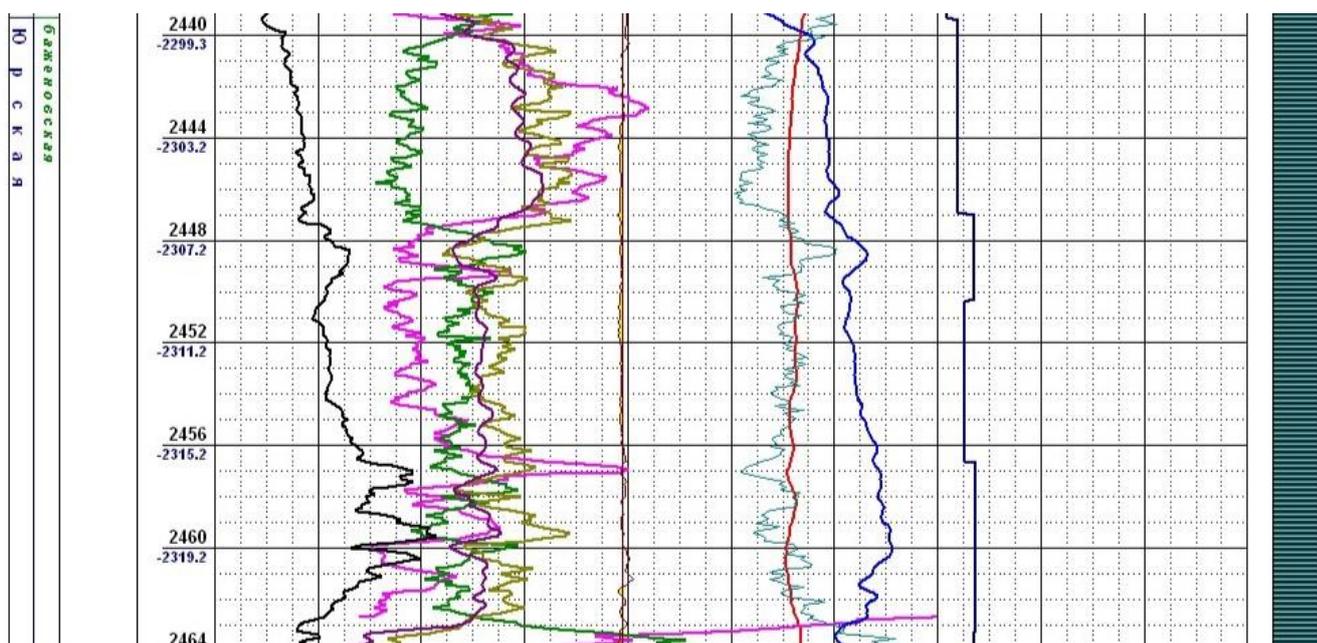


Рисунок 10 – Геолого-геофизический разрез баженовской свиты Казанского месторождения

### *Георгиевская свита*

Георгиевская свита (интервал 2464.2-2470.8 м, а.о. -2323.2 -2330.2 м) общей мощностью 6.6 м. Увеличение диаметра ствола скважины по каверномеру КВ - 0,219 м., и резкое увеличение сопротивления по ИК в большинстве случаев являются характерными свойствами для определения интервала георгиевской свиты. В кровельной части пласта наблюдается резкое увеличений показаний НКТ и ВК, при этом значения ГК резко уменьшаются – это может говорить о наличии карбонатного пропластка. В подошвенной

части свиты по радиоактивному методу НГК и методами сопротивления проявляется плотный пропласток. (рис.11)

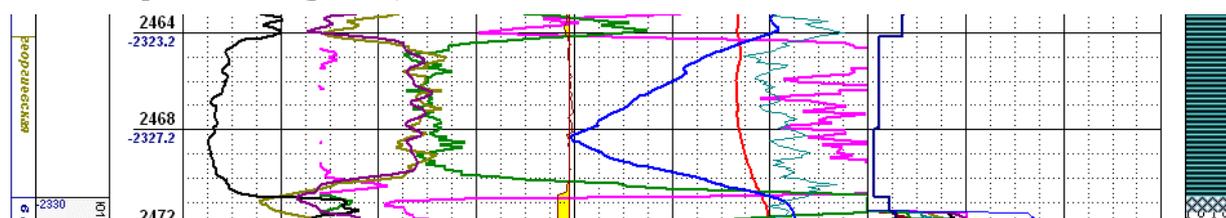


Рисунок 11 – Геолого-геофизический разрез георгиевской свиты Казанского месторождения

### *Васюганская свита*

Васюганская свита вскрыта в интервале 2470.8-2554.8 м (а.о. -2330.0 - 2414.1 м.), общая мощность = 84 м. В интервале свиты выделяются следующие пласты коллекторы: Ю1(1); Ю1(2-0); Ю1(2); Ю1(М-1), Ю1(М-2), Ю1(3-4).

Пласт Ю1(1) (2470.8-2479.0 м, а.о. -2330.0 – 2338.4 м.); значение Нэф. (эффективной мощности пласта) составляет 8,2 метра. Из-за формирования на песчаных пропластках глинистой корки в ходе бурения ствол скважины в интервале пласта заметно уменьшается по КВ; в нижней части пласта песчаные пропластки с высокой проницаемостью перемежаются плотными разностями. Значение удельного электросопротивление составляет 10,8-45 Ом\*м; показатели насыщения типичны для углеводосодержащих пластов, что подтверждается характерным отражением сопротивления по ИК и значительным расхождением зондов ВИКИЗ. Относительно значений ФЕС: Кп (показатель пористости) составляет 18,8-20%; показатель проницаемости – 10-190 мД; Кгл (показатель глинистости) – 5-14%; показатель нефтегазонасыщенности – 52,3-85,8%. По пласту средневзвешенные значения показателей составляют: Кп\_ср = 12,6%; Кпр\_ср = 56 мД; Кгл\_ср = 3,45%; Кнг\_ср = 78,8%.

Пласт Ю1(2-0) (2480.8-2484.2 м, а.о. -2340.0 -2343.4 м.). От вышеописанного пласта отделен небольшим угольным пропластком определенными по НГК; по геофизическим характеристикам данный коллектор существенно отличается от вышележащего. Коллектор небольшого размера, характеризуемый меньшим (10,8-30,25 омм) сопротивлением, которого при этом достаточно для низкой водонасыщенности коллектора. Нэф. составляет 3,4 метра. Значения петрофизических показателей: Кп = 15,4%; Кпр = 39,8 мД; Кгл = 15%; Кнг = 65,4%.

Разработка обоих пластов представляет интерес.

Пласт Ю1(2) (2581.2-2592.4м, а.о. -2361.4 -2372.6м), с монотонным интервалом, ограниченный от вышеописанного выделенным по НГК угольным пластом. По УЭС (удельному электросопротивлению; составляет 5.1-7.2 Омм) уступает верхнему пласту.

Нэф составляет 11,2 м. Относительно значений ФЕС:  $K_{п} = 13,6\%$ ;  $K_{пр} = 2.7-96.4$  мД;  $K_{гл} = 12,6-18,9\%$ ;  $K_{нг} = 44,8-62,7\%$ . По пласту средневзвешенные значения показателей составляют:  $K_{п\_ср} = 13,6\%$ ;  $K_{пр\_ср} = 57,87$  мД;  $K_{гл} = 18,1\%$ ;  $K_{нг\_ср} = 45,7\%$ . Завершение пласта – значительная пачка угольных пластов с высокой каверной по КВ, низкими НГК и высоким сопротивлением по ИК и БК.

Пласт Ю1(М-1) (2503.4-2513.7 м, а.о. -2361.4 -2372.6 м). Пласт отделён от Ю1(2) двумя угольными пластами, выделенным по высоким сопротивлением по ИК и БК, низкими значениями НГК. Интервал пласта представлен прослаиванием пропластков глины (выделенным по высоким значениям ГК (12-15 мкР/ч) и низкими сопротивлениями по ИК ( $R_{ср}=190$  мсим.), БК ( $R_{ср}= 5-6$  ом)). По показаниям радиоактивного метода НГК и методов сопротивления выделяется плотный пропласток.

Удельное электрическое сопротивление ниже, чем в вышележащем ( $УЭС=5.1-7.2$  Ом). Эффективная часть пласта – 10.3 м. По ФЕС:  $K_{п}=11.0-15.3\%$ ,  $K_{пр}=52-63.2$  мД,  $K_{гл}=24-32.6\%$ ,  $K_{нг}=52.6-61.7\%$ . Средневзвешенные значения свойств пород:  $K_{п\_ср}=12.6\%$ ,  $K_{пр\_ср}=46.6$  мД,  $K_{гл}=27.4\%$ ,  $K_{нг\_ср}=46.6\%$ . Насыщение пласта можно определить как «не ясно». Пласт заканчивается угольным пластом, характеризующимся каверной по КВ, высоким сопротивлением по ИК и БК, низкими значениями НГК.

Пласт Ю1(М-2) (2516.4-2518.1 м, а.о. -2375.5 -2377.2.2 м). Эффективная мощность пласта 1.7 м. Пласт сложен глинистыми породами, также по показаниям радиоактивного метода НГК и методов сопротивления выделяется плотный пропласток. Пласт не предоставляет промышленного интереса, поскольку в нем нет коллекторов.

Пласт Ю1(3-4) (2521.6-2545.8 м, а.о. -2380.7 -2404.9 м). Пласт достаточно неоднородный. Глинистая вмещающая разность перемешивается с угольными и песчаными пластами также отмечается наличие плотного пласта По насыщению пласт Ю1(3-4) считается «водонасыщенный» (низкое УЭС). Эффективная мощность пласта 24.2 м. Петрофизические параметры:  $K_{п}=13.8-21.4\%$ ,  $K_{пр}=13.0-369,6$  мД,  $K_{гл}=2.6-17.0\%$

Усреднённые петрофизические параметры:  $K_{п\_ср}=14.0\%$ ,  $K_{пр\_ср}=124$  мД,  $K_{гл\_ср}=13.5\%$  [8] (рис.12).

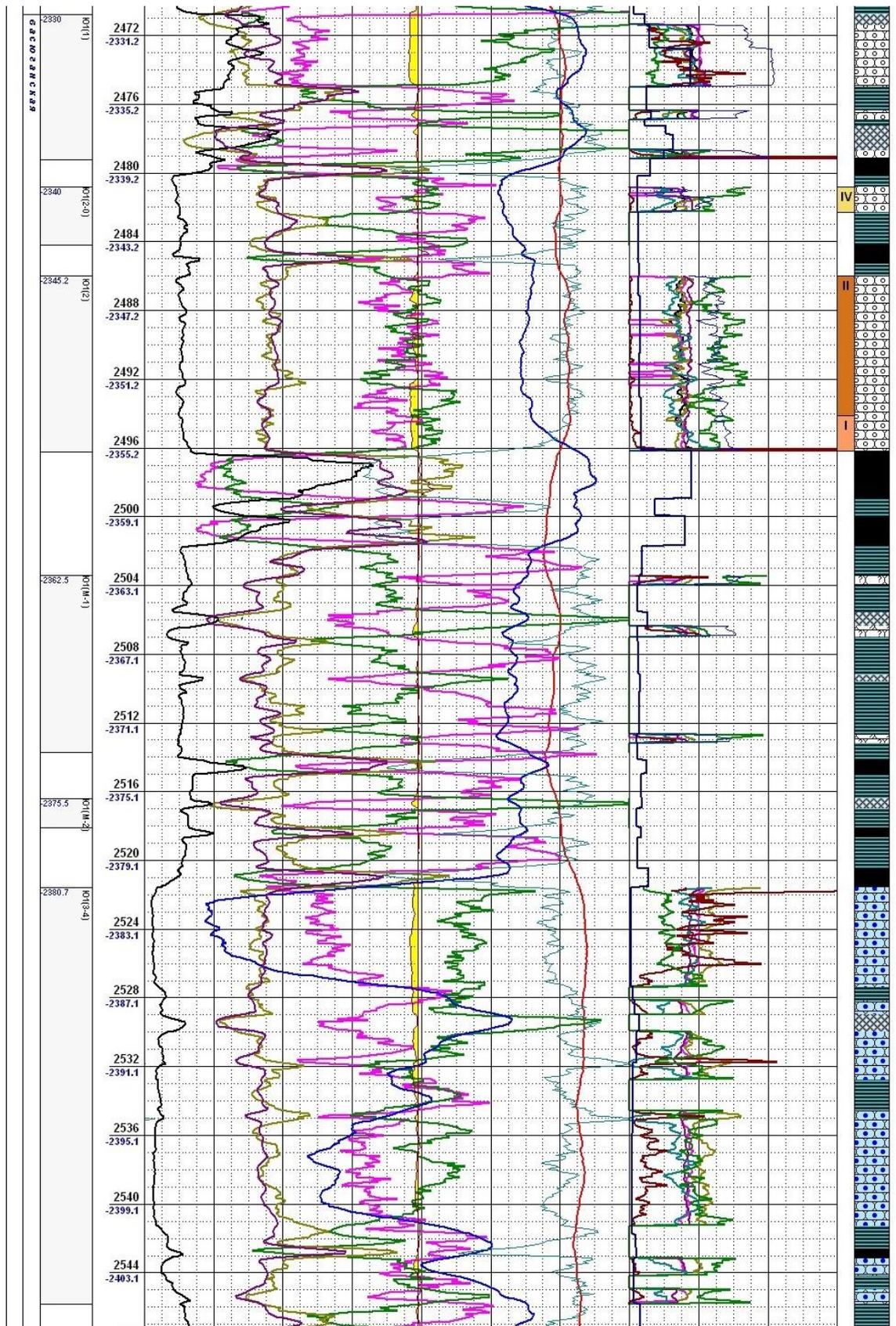


Рисунок 12 – Геолого-геофизический разрез васюганской свиты Казанского месторождения

В интервале васюганской свиты юрской системы выделены следующие плотные и угольные пласты по кривым радиоактивного каротажа (ГК и НГК) и по методам удельного электрического сопротивления (БКЗ, БК, ИК, ВИКИЗ):

- 2470.8-2471.4м - 0.6м - плотный
- 2477.3.8-2478.7м - 1.4м – плотный
- 2479.2-2480.2м - 1.0м - уголь
- 2484.2-2485.3м - 1.1м - уголь
- 2496.2-2499.0м - 2.8м - уголь
- 2500.0-2501.7м – 1.7м - уголь
- 2505.6-2506.4м – 0.8м - плотный
- 2509.2-2509.6м - 0.4м - плотный
- 2514.2-2515.0м – 0.8м - уголь
- 2516.4-22517.0м - 0.6м - плотный
- 2518.1-22518.7м - 0.6м - уголь
- 2520.5-2521.6м – 1.1м - уголь
- 2529.0-2530.0м - 1м – плотный
- 2542.6-2543.2м – 0.6м – уголь

**Условные обозначения литологии и насыщения**

	Песчаник (П)		Глина (ариллит)		Плотный пласт		Уголь		Кора выветривания
	продукт		вода		газ		газ+вода		не ясно
	нефть+вода		газ+нефть		нефть		прод+вода		

**Условные обозначения фаций:**

	1 группа: фации верхнего и нижнего пляжа - характеризуются максимальными фильтрационно-емкостными свойствами;
	2 группа: фации верхних и нижних предфронтальных зон пляжа - характеризуются высокими фильтрационно-емкостными свойствами;
	3 группа: фация приливно-отливной зоны (верхняя часть нижнего пляжа) - характеризуются средними фильтрационно-емкостными свойствами;
	4 группа: фации приливно-отливного канала и песчаной отмели (водоток, озерное мелководье) - характеризуются средними фильтрационно-емкостными свойствами;
	5 группа: фации маршей, ваттов, приморских болот и малоподвижного мелководья - характеризуются низкими фильтрационно-емкостными свойствами.

Рисунок 13 – Условные обозначения для геолого-геофизического разреза Казанского месторождения

## 4. ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

### 4.1. Задачи геофизических исследований

При утверждении комплекса ГИС на конкретном месторождении обязательным образом следует учитывать следующие факторы: особенности тектонического строения разреза, литологическую характеристику интересующих интервалов, рельеф местности, климатические условия на территории месторождения и др.

Комплекс геофизических исследований, проведенный на Казанском месторождении, утвержден на основе типовых комплексов с учетом специфики бурения эксплуатационных и разведочных скважин.

Основные задачи геофизических исследований на Казанском месторождении:

- литологическое и стратиграфическое расчленение разреза, определение глубин залегания и толщины пластов;
- выделение коллекторов нефти, изучение особенностей их распространения по площади месторождения, оценка их свойств;
- определение положения водонефтяного, газонефтяного, газоводяного контактов, с последующей привязкой интервалов перфорации.

Достоверность решения перечисленных задач зависит от применяемого комплекса ГИС, полноты его выполнения, качества полученных материалов и качества комплексной интерпретации ГИС.

### 4.2. Обоснование объекта исследований

В результате работ в пласте Ю<sup>1</sup><sub>2</sub> на Казанском лицензионном участке была закартирована пластово-сводовая нефтегазовая залежь, внешний контур нефтеносности которой раскрывается в направлении Болтной и Западно-Сомовской структур. Нефтяная оторочка пласта Ю<sup>1</sup><sub>2</sub> занимает большую часть площади лицензионного участка, вышесказанное является основанием для проведения комплекса геологоразведочных работ.

При выборе участка работ были привлечены материалы из ранее выполненного отчета, по подсчету запасов. А именно структурная карта с расположением скважин по площади залежи пласта Ю<sup>1</sup><sub>2</sub> и карты эффективной нефтенасыщенной мощности пласта (приложение 3). Запроектирована эксплуатационная скважина в северной части месторождения (рис.14) с целью уточнения контуров залежи и фильтрационно-емкостных свойств. На выбранном участке отмечено возвышенность рельефа до отметки 2360 м., также на карте прогноза нефтенасыщенной мощности пласта Ю<sup>1</sup><sub>2</sub> (приложение 3) значение эффективной мощности равно примерно 5 м., но на данной территории отсутствуют разведочные скважины. Исходя из вышесказанного у нас нет достоверной информации о литологическом расчленении и коллекторских свойствах данного участка.

Решение задач, связанных с разграничением разреза в соответствии с литологическими признаками, обеспечивается за счёт физической дифференциации формирующих разрез горных пород. В число физических свойств пород, в частности, могут быть включены следующие: плотность, поляризационные характеристики, УЭС (удельное электрическое сопротивление), радиоактивность, акустические характеристики и т.д. Решение задачи литологического разграничения в песчано-глинистом разрезе Казанского МР представляется возможным при использовании таких видов ГИС, как КС, БКЗ, МК, ПС и т.д. При литологическом разграничении разреза в качестве основных дифференцирующих свойств следует рассматривать: сужение ствола скважины, обусловленное формированием регистрируемой профилеграммой и кавернограммой глинистой корки; радиальный градиент сопротивления, определяемый в соответствии с результатами применения электрических методик; формирование отрицательной аномалии ПС; относительно высокие показатели природной радиоактивности глин (у песчаников – наоборот). Разница в данных БК и МБК рассматривается в качестве дополнительного признака.[9]

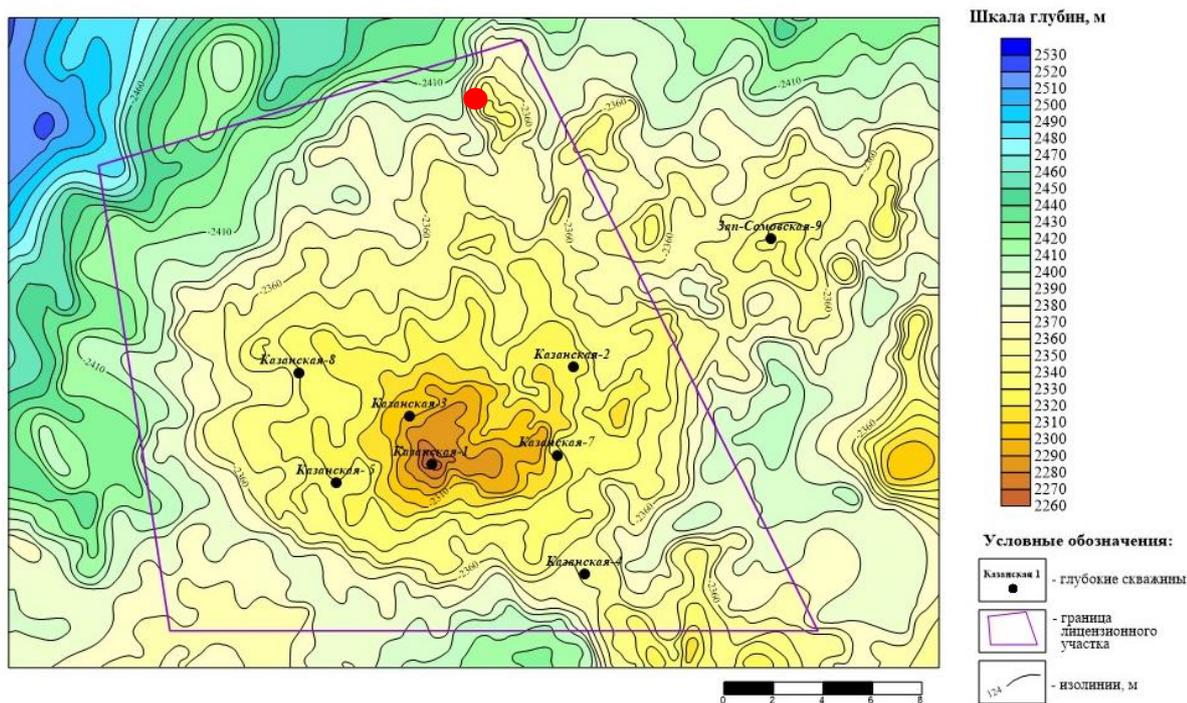


Рисунок 14 – Положение проектируемой скважины на структурной карте по горизонту II<sup>а</sup>, красной точкой обозначено положение запроектированной скважины.

#### 4.3 Физико-геологическая модель объекта исследования.

При построении физико-геологической модели используются такие элементы, как геологический разрез, а также результаты и трактовка данных ГИС. В состав геологической части модели входят: аргиллиты, т.е. отражающие жидкостные потоки глинистые

образования; песчаники, представляющие собой потенциальные накопители (воды, нефти или ПГ); угли и плотные карбонатосодержащие породы. (рис.15)

Значения по НКТ по потенциальных коллекторам среднее, значения по ГК и ПС – низкие; значения ГК не превышают 4 мкР/ч, значения НКТ составляют от 4,3 до 4,8 у.е, пластовое сопротивление – примерно 10 Ом\*м. Диаметр скважины, по показаниям каверномера, из-за глинистых отложений уменьшается, показаниях потенциал-зонда превышаются на микрозондах; значение  $\Delta t$  возрастает по мере повышения глинистости, значения по АК ближе к средним. На Казанском месторождении продуктивные пласты в основном представлены песчаниками, различающимися по фильтрационно-емкостным свойствам, вследствие различной степени зернистости. Песчаник нефтенасыщенный – сопротивление составляет от 6 до 10 Ом\*м, естественная радиоактивность от 6 до 8 мкР/час, плотность нефтенасыщенного песчаника составляет 2,2 г/см<sup>3</sup>, скорость от 2100 до 2900 м/с., по ИК- средние значения 100-200 мСм/м.

Песчаник водонасыщенный – сопротивление от 1,5 до 4 Ом\*м, естественная радиоактивность от 4 до 6 мкР/час, плотность водонасыщенного песчаника 2,2 г/см<sup>3</sup>, скорость от 2000 до 2800 м/с, также наблюдается увеличение показаний по ИК-300 мСм/м.

Песчаники при содержании карбонатов характеризуются высокими показателями НКТ и низкими по ГК; сопротивление высокое, по кривой ПС значения средние, диаметр скважины равен номинальному значению, приращение на микрозондах не наблюдается. Сопротивление составляет от 15 до 20 Ом\*м, естественная радиоактивность от 4 до 6 мкР/час, плотность данного песчаника составляет от 2,6 до 2,8 г/см<sup>3</sup>, скорость от 1800 до 2000 м/с, пониженные значения по ИК-100 мСм/м.

В разрезе глинистые образования демонстрируют высокие (от 11 до 16 мкР/ч) значения гамма-каротажа; диаметр скважины (в сравнении с номинальным значением) по каверномеру возрастает, амплитуды ПС имеют положительные значения, значения  $r_k$  на диаграммах методов не превышают 2-5 Ом\*м, значения  $\Delta t$  по диаграммам АК достаточно значительны, показания микрозондов по значению близки к показателям сопротивления бурового раствора. Глины в основном представлены аргиллитами – сопротивление от 3 до 7 Ом\*м, естественная радиоактивность от 7 до 15 мкР/час, плотность аргиллита 2,6 г/см<sup>3</sup>, скорость от 2000 до 3400 м/с.

Угли отличаются повышенным сопротивлением, в пределах 30-35 Ом\*м, а также пониженными значениями НКТ – от 0,8 до 1 у.е., небольшими отрицательными амплитудами ПС, резким уменьшением значений ГК от 0,5 до 2 мкР/ч, повышенные значения АК – от 4000 до 6000 м/с.

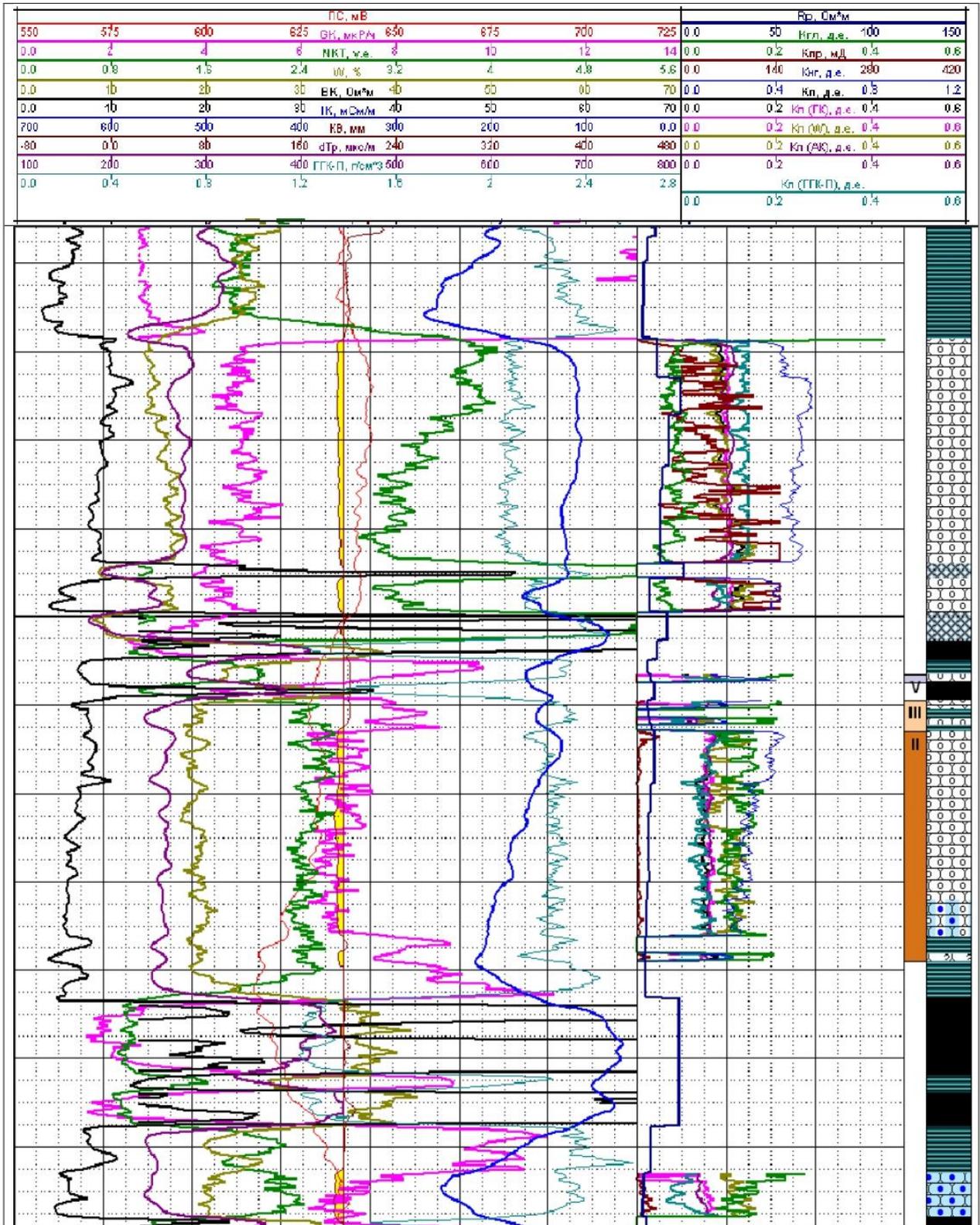


Рисунок 15 – Физико-геологическая модель Казанского месторождения.

#### 4.4 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

Результаты ГИС, т.е. геофизических исследований скважин, входят в число наиболее значимых документов, отражающих геологическую структуру скважин [16] и формируют основу расчётов объёма залежей. За счёт этого решается целый ряд значимых задач, а именно:

- выделение реперов стратиграфического характера;
- обеспечение соответствия геологических разрезов;
- создание подробной геологической модели;
- разграничение продуктивного разреза по литологическим характеристикам, выделение коллекторов, выявление и оценка ФЕС (фильтрационно-емкостных свойств), а также насыщенности коллекторов;
- обоснование и конкретизация контактов между нефтью и водой, определение конфигурации определённых залежей.

На основе построенной ФГМ и поставленных геологических задач в проектной скважине планируется следующий комплекс ГИС:

- КС и ПС, т.е. каротаж стандартный;
- БЭЗ и БКЗ, т.е. боковое каротажное электроразондирование;
- МБК, т.е. каротаж микробоковой;
- БК, т.е. боковой каротаж;
- АК, т.е. акустический каротаж;
- ВИКИЗ;
- МКЗ, т.е. микрозондирование;
- ГГК-П, т.е. плотностной каротаж «гамма-гамма»;
- инклинометрия;
- ННК-Т и ГК, т.е. каротаж радиоактивный;
- резистивиметрия (РЕЗ);
- Основная функция каротажа стандартного – обеспечение соответствия разрезов, выявление эффективных мощностей, разграничение по литологическим признакам;
- В свою очередь, боковой каротаж (в сочетании с ИК и БЭЗ) предназначен для выявления плотных и проницаемых пропластков, а также зоны проникновения, определения удельного сопротивления пластов и степени их эффективности;
- Осуществляемый при помощи пяти ЭМ-зондов ВИКИЗ, в котором используются возможности ПС (самопроизвольной поляризации), применяется для

определения значений кажущегося удельного сопротивления, также метод позволяет более детально изучить строение зоны проникновения и определить сопротивление ее различных частей;

- В состав радиоактивного каротажа входит ГК или гамма-каротаж, а также ННК-Т, т.е. нейтронный каротаж (по тепловым нейтронам); функция данной процедуры состоит в обеспечении выявления разностей с различным уровнем проницаемости, а также соответствия между разрезами скважин и в разграничении пластов по литологическим признакам;

- АК (акустический каротаж) на преломленных волнах предназначен для получения информации о свойствах горных пород и жидкостных горизонтов внутри пласта путем измерения интервальных времен, размаха колебаний и показателей эффективного затухания упругих волн. Этот метод основан на использовании акустических сигналов, которые проникают в горные породы и отражаются от различных интерфейсов и границ;

- Функция ГГК-П состоит в обеспечении детализации сплошного расчленения разреза в соответствии с электронной плотностью, эквивалентной (с учётом атомной массы и эквивалентного номера) объемной плотности пород пласта; при применении для промывки скважины любой композиции определяется (для ГГК-П отдельно либо в комплексе с ННК-Т или АК) пористость в коллекторах неглинистого состава (как карбонатных, так и терригенных);

- МБК используют в целях точного определения границ коллектора посредством выявления УС промытой зоны и толщины глинистой корки;

- ПР и КВ применяют для определения содержания в стволе скважины каверн.

Комплекс мероприятий был разработан на основе практического опыта ГИС на Казанском МР, а также используемого на МР Западной Сибири обязательного комплекса.[9]

## 5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

### 5.1 Методика проектных геофизических работ

Комплекс ГИС используется в целях решения вышеизложенных задач, которые ставятся в рамках геологических работ; в этих целях ГИС осуществляются в проектных скважинах, при последующем обобщении и анализе полученных результатов. Оборудование и конкретные методы проведения мероприятий выбираются на основании сложившегося в прошлые периоды практического опыта.

Таблица 7 – Проектный комплекс ГИС

Метод ГИС	Вид исследований (масштаб записи)
Стандартный каротаж ПС, КС	Общие (1:500) Детальные (1:200)
ИК, БК	Детальные (1:200)
БКЗ, БЭЗ	Детальные (1:200)
Плотностной каротаж (ГПК-П)	Детальные (1:200)
Нейтронный гамма-каротаж (ННК-Т)	Детальные (1:200)
ВИКИЗ	Детальные (1:200)
Акустический каротаж	Детальные (1:200)
МКВ, МБК	Детальные (1:200)
Резистивиметрия	Общие (1:500) Детальные (1:200)
Инклинометрия	Общие (1:500) Детальные (1:200)
Кавернометрия	Общие (1:500) Детальные (1:200)

Геофизические исследования в скважинах будут проводить по общепринятой схеме проведения работ (таблица 8).

Таблица 8 - Схема проведения геофизические исследований в скважинах

На базе			
Настройка, эталонировка приборов в сертифицированном контрольно-ремонтном органе с отметкой в техническом паспорте (периодическая, а как же после каждого ремонта)			
На скважине			
Проверка калибровок приборов	Установка масштабов	Геофизические измерения и запись	Предварительная оценка качества материалов
Передача геофизических материалов в КИП			

### Стандартный каротаж (ПС, КС)

Осуществляется с помощью оборудования КИА-723-М, при применении подошвенного градиент-зонда А2.0М0.5N; параллельно осуществляется запись ПС со скоростью 1,8 тыс.м/ч и в следующем масштабе: КС – 2,5 Ом\*м/см; ПС – 12,5 мВ/см.

### БКЗ или боковое каротажное зондирование

Используется оборудование КИА-723-М и ЭК-1, градиент-зонды (подошвенные – А0.4М0.1N, А1.0М0.1N, А4.0М0.5N, А8.0М1.0N и кровельный N0.5M2.0A), а также кровельный потенциал-зонд (N6.0M0.5A). Масштаб, как и методы записи аналогичны КС.

### БК или боковой каротаж

Запись ведётся с модулем 6,25 см, в логарифмическом масштабе со скоростью, аналогичной КС.

### МБК или каротаж микробоковой

Запись ведётся со скоростью 1500 м/с, при масштабе 2,5 О\*м/см.

### ИК или каротаж индукционный

Запись будет проводится в масштабе 10м·Мсим/см. скорость записи кривых будет составлять 1800 м/час.

### МКВ

Будет проводиться со скоростью 1000 м/час.

### Гамма-каротаж и нейтронный гамма-каротаж (ГК+ННК-Т)

При ГК запись ведётся с масштабом 10 мкр/ч/см, при ННКТ – от 0,1 до 0,45 усл.ед./см. Значение  $\tau$ , т.е. постоянной времени интегрирующей ячейки, составляет 3;6. Регистрация осуществляется со скоростью от 200 до 500 м/ч. В качестве индикатора нейтронов применяется сцинтилляционный счётчик ЛДНМ (30x70), а также пропорциональный гелиевый счетчик СМН-18; в качестве источника нейтронов – плутоний-бериллиевое оборудование мощностью 1x10<sup>7</sup>-11,6x10<sup>6</sup> н/с; в качестве индикатора гамма-квантов – сцинтилляционные счётчики-кристаллы NaI (40x80).

### ГГК-П, т.е. каротаж плотностной «гамма-гамма»

Значение  $\tau$ , т.е. постоянной интегрирующей ячейки, составляет 6 мс. Запись осуществляется в масштабе 0,1 г/см<sup>3</sup>/см, со скоростью 300 м/ч.

В качестве датчика гамма-квантов применяется сцинтилляционный счетчик NaI (25x30, 25x40), в качестве источника – Cs<sup>137</sup>.

### АК или каротаж акустический

Регистрация осуществляется с масштабом 40 мкс/м/см.

В свою очередь, скорость регистрации при кавернометрии составляет 1500 м/ч.

Для проведения резистивиметрии используется оборудование КИА-723-М; запись ведётся в масштабе 1,0-2,0 Ом\*м/см, со скоростью 1800 м/ч.

Аппаратура ИОН-1 используется для проведения инклинометрии; указанное оборудование даёт возможность осуществлять не только непрерывную запись, но также распределять её по десятиметровым интервалам.

Каротажный подъемник, разработанный на основе «Урал»-4320-ПК-3,5 используется в целях спуска и подъема аппаратуры из скважины; подъемник оснащён лебёдкой, рассчитанной на 5 тысяч метров бронированного геофизического 3-жильного кабеля. Станция серии КЕДР-02 применяется в целях регистрации и обработки поступающих информационных сигналов.

*Применяемая аппаратура*

Таблица 9 – Методы ГИС и применяемая аппаратура

<b>Метод ГИС</b>	<b>Аппаратура</b>
Стандартный каротаж (КС, ПС)	КИА-723-М
БКЗ, БК	ЭК-1, КИА-723-М
ИК	КИА-723-М (зонд ЗИ1)
МКЗ	МК-УЦ
МБК, МКВ	МК-УЦ
КВ	ЭК-1
ННК-Т, ГК	СРК-01
АК	СПАК-6
ГГК-П	СП-2
РЕЗ	ЭК-1
ВИКИЗ	ВИКИЗ

ЭК-1

ЭК-1 (комплексное оборудование для проведения электрокаротажа) обеспечивает возможность применять БКЗ и БК-3, т.е. методики каротажного бокового зондирования и 3-электродного бокового каротажа, для изучения добывающих скважин (как газовых, так и нефтяных); кроме того, аппаратура способна измерять диаметр скважин, показатели ПС, т.е. самопроизвольной поляризации, а также резистивность объектов. При применении ЭК-1 на практике к нему должно прилагаться 6 тысяч метров геофизического 3-жильного кабеля для подъёма грузов типа КГ 3-60-180-1.

### *Основные технические характеристики оборудования*

Масса электронного и электромеханического блоков составляет, соответственно, 80 и 50 килограммов; суммарная масса, включая зонд БКЗ – 210 килограммов. Диаметр оборудования составляет 90 миллиметров, длина (с кавернометром и без него) – соответственно, 28 и 25,8 метра.

Питание (как электродов, так и погружного оборудования) обеспечивается каротажным источником питания (частота тока – 400 Гц, сила – 500 ( $\pm 5$ ) мА).

Оборудование КИА-723-М обеспечивает возможность проведения ГИС в добывающих скважинах (как газовых, так и нефтяных). За 1 проход по интервалу оборудование позволяет провести комплексные замеры с использованием ПС, резистивиметра, зондов КС, БКЗ и 3-электродного БК. В основном, с помощью данной аппаратуры анализируются необсаженные скважины, заполненные водным раствором для промывки, проводится электрокаротаж, необходимый для выявления насыщенности коллекторов нефтью и водой, выделения их в разрезе пласта. Эксплуатация аппаратуры не составляет труда; за счёт небольших размеров она может применяться в ходе исследований через буровой инструмент. Показатели надёжности и производительности оборудования также весьма высоки.

### *Основные технические характеристики оборудования*

Масса аппаратуры составляет 80 килограммов; длина – 20,5 тыс. мм. Каротаж осуществляется при скорости 2 тыс. м/час. Максимальный диаметр – 73 миллиметра; максимальное температурное значение в режиме эксплуатации – 120 градусов по Цельсию; максимальное давление в том же режиме – 80 Мегаампер. Питание оборудования обеспечивается за счёт приёмного тока (сила – 400 мА, частота – 400 Гц).

В комплектацию, помимо самой аппаратуры, входит также набор инструмента и ЗИП; в обязанности поставщика входит предоставление метрологических приборов для проверки и привязка к цифровым каротажным системам, которые использует в своей работе клиент.

Оборудование МК-УЦ предназначено для использования в скважине диаметром 190-400 миллиметров, заполненной раствором для промывки на водной основе, при температуре 5-120 градусов по Цельсию и показателях гидростатического давления, не превышающих 100 Мпа. Питание обеспечивается за счёт постоянного тока силой 160 (+20/-10) мА. Рычаги оборудования полностью раскрываются и закрываются не больше чем за полминуты.

СРК-01 позволяет применять методики 2ННК-Т и 2ННК-НТ, т.е. 2-зондового нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым и надтепловым нейтронам, а также ГК и НГК

(гамма-каротажа и нейтронного гамма-каротажа, соответственно), в ходе анализа добывающих скважин (как газовых, так и нефтяных); при этом результаты проведенного каротажа дают представление о содержании Н в породах пласта, а также об интенсивности экспозиционной дозы их естественного гамма-излучения. В ходе использования погружного оборудования применяются: полоний-бериллиевый источник быстрых нейтронов (типа ВНИ-2) или плутоний-бериллиевый (типа ИБН8-5) при потоке нейтронов, составляющем от  $5 \times 10^6$  до  $1 \times 10^7$  с<sup>-1</sup>; около 7 тыс. метров кабеля типа КГЗ-60-180.

*Основные технические характеристики оборудования*

Масса аппаратуры не превышает 80 килограммов, диаметр составляет в пределах 90 миллиметров. Питание обеспечивается за счёт постоянного тока (сила – 95 мА), при напряжении на входе прибора, не превышающем 26 В. Размах выходных импульсов каналов оборудования составляет не менее 3 В, их продолжительность (на уровне 50% амплитуды) не превышает 80 мкс.

СПАК-6 (оборудование для проведения АК) обеспечивает замеры и фиксацию характеристик возникающих в скважинах упругих волн (как динамических, так и кинематических).

*Основные технические характеристики оборудования*

Масса аппаратуры (без учёта центраторов) составляет 75 килограммов. Частота тока излучаемых колебаний – 25 кГц. Значение  $\alpha$ , т.е. декремента затухания, колеблются в диапазоне не менее 30 дБ/м; значения  $\Delta T$ , т.е. интервального времени – в пределах 140-600 мкс/м.

Основное назначение СГП-2 – это обеспечение замеров в скважинах диаметром 160-320 миллиметров показателей объемной плотности пород пласта. В ходе эксплуатации используются:

- 7,5 тыс. метров 3-жильного кабеля типа КГЗ-67-180;

- Cs<sup>137</sup> – источник гамма-излучения, активность которого составляет  $(1.28 \pm 0.33) \times 10^{10}$  Бк и который на метровом расстоянии способен обеспечивать интенсивность экспозиционной дозы не менее  $(5.95 \pm 1.55) \times 10^{-9}$  А/кг.

В оборудовании два канала – большого и малого зондов (для проведения ГГКп бз и ГГКп мз, соответственно). Показатели объемной плотности пород пласта колеблются в интервале от  $1.7 \times 10^3$  до  $3.0 \times 10^3$  кг/м<sup>3</sup>. В качестве датчиков применяются кристаллы NaI(Tl) 25×40 или 25×30 миллиметров (для каналов, соответственно, большого и малого зондов) в сочетании с ФЭУ-74А

*Основные технические характеристики оборудования*

Максимальная масса аппаратуры составляет 128 килограммов, максимальная длина – 3,5 тысяч миллиметров, максимальный диаметр – 125 миллиметров.

При ВИКИЗ применяется оборудование, способное определять разности фаз между наведенными в измерительных катушках 5 3-катушечных зондов, характеризующихся аналогичными электродинамическими показателями, а также потенциал ПС в необсаженных добывающих скважинах (как газовых, так и нефтяных). При использовании оборудования задействуется комплект из 5 зондов (3-катушечных), расположенных на общем стержне, при соосности катушек.

#### *Основные технические характеристики оборудования*

Комплектация предусматривает наличие зондового оборудования и электронного блока. Длина аппаратуры составляет 4 метра, диаметр – 73 миллиметра.

### **5.2 Интерпретация геофизических данных**

Геофизическая интерпретация представляет собой трактовку присущих пласту физических признаков в соответствии с результатами геофизических исследований, например, анализа реального удельного сопротивления пласта в соответствии с данными КС.

В свою очередь, при геологической интерпретации геологические признаки пластов, в частности, такие, как проницаемость, пористость, содержание глин, нефтенасыщенность, литологическая структура и т.д., определяются в соответствии с геологическими условиями, комплексными результатами интерпретации геофизических данных, а также данными анализа кернов.

При проектировании комплекса ГИС был сформулирован ряд важных задач:

- определение эффективной толщины пласта и анализ его коллекторских качеств, в частности, проницаемости, пористости, содержания глины и т.д.);
- разграничение по литологическим признакам;
- определение нефтенасыщенных участков;
- анализ характеристик насыщения.

Разграничение разреза в соответствии с литологическими характеристиками осуществляется по результатам комплексных ГИС и подразумевает, во-первых, выявление в пласте участков, обладающих и не обладающих свойствами коллекторов, во-вторых, определение литологических разностей в числе указанных участков.

Коллекторскими свойствами в песчано-глинистом разрезе наделены, в первую очередь, глины, способствующие расширению (в сравнении с номинальным значением) диаметра скважины, что обусловлено как наличием каверн на стенках, так и размыванием глинистых материалов в ходе буровых работ. Значения  $r_k$ , в соответствии с данными

диаграмм методов сопротивлений, не превышают 2-5 Ом\*м; по мере уплотнения глин, снижения пористости и повышения содержания карбонатов данные показатели возрастают, данные микрозондов приближаются к значениям, обеспечивающим сопротивление бурового раствора. Самые высокие значения ПС и ГК (от 7 до 14 γ) отмечаются при значительной глинистости, значения по НКТ не превышают 5 у.е.; максимальные значения показателя Δt (при минимальной скорости распространения упругих волн) соответствуют диаграммам АК.

Доломиты, мергели, известняки высокой плотности относятся к карбонатным породам; для них характерны высокие значения электрометрических кривых и НКТ, показания же по ГК, напротив, достаточно низкие, но увеличиваются по мере повышения содержания глин. Диаметр скважины остаётся в пределах номинального значения, приращение на микрозондах не наблюдается. По ПС отмечаются отрицательные значения амплитуд, которые с повышением глинистости снижаются. На диаграммах акустического каротажа отмечаются резким уменьшением значений Δt, в следствии большой скорости распространения упругих волн.

Угли обычно имеют повышенные значения на кривых электрического каротажа. Это связано с их высокой электропроводностью. На кривых гамма-каротажа (ГК) и нейтронно-каротажа (НКТ) значения обычно минимальны. При проведении потенциального спонтанного каротажа (ПС) угли могут иметь небольшие отрицательные амплитуды, а каротаж на преломленных волнах (АК) может показывать повышенные значения.

Песчаники, с другой стороны, обычно выделяются слабо на кривых электрического каротажа с использованием методов сопротивлений. Это связано с тем, что кажущиеся сопротивления песчаников (ρк) характеризуются широким спектром колебания, в соответствии с показателями пористости, цементации и насыщенности внутреннего пространства пор. Кроме того, радиальной глубиной применения методики определяются показания зондов.

У насыщенных водой песчаников для части пласта, не подвергшейся модификации, сопротивление составляет от 1,5 до 4 Ом\*м, у насыщенных нефтью – от 4 до 10 Ом\*м. Резистентность насыщенного водой коллектора возрастает при повышении глинистости (у насыщенного нефтью – напротив, падает). Амплитуда по ПС характеризуется отрицательным значением. Диаметр скважины, в сравнении с номинальным, в интервале песчаных пластов снижается, что обусловлено формированием глинистой корки на стенках скважины. Показания потенциал-зонда на микрозондах превышаются. Отмечаются

сниженные значения по ГК, составляющие не более 5γ. Средние значения по АК и НКТ, значение Δt с повышением содержания глин возрастает.

На практике в разрезах скважин по составу пород могут содержаться различные переходные разности; так, в соответствии с содержанием глин, они распределяются следующим образом: в глинистом песчанике – от 20% до 50%; в мергеле – от 50% до 70%; в алевролите – от 50% до 80% и т.д. Геофизические признаки, что очевидно, также определяются в подобных случаях концентрацией глинистой фракции.

#### *Выделения в разрезе коллекторов*

От вмещающих пород коллекторы отличаются такими признаками, как пористость, низкая глинистость, проницаемость; в состав данной категории включаются, в частности, алевролиты и песчаники, в которых показателем проницаемости и подвижности внутренних жидкостей служит фильтрация раствора для промывки.

В данном случае в качестве прямых признаков рассматриваются:

- $d_c < d_n$ , т.е. уменьшение диаметра скважины в сравнении с номинальным значением, регистрируемое (за счёт наличия глинистых наслоений) на кавернограммах, а также профилеграммах и т.д.;

- наличие на диаграммах по ПС отрицательных аномалий;

- присутствие на кривых микрозондов положительных приращений;

- пониженные или низкие показания нейтронных методов;

- наличие радиального градиента или зоны проникновения. Градиент сопротивления определяется по БКЗ;

- увеличение интервального времени на диаграммах акустического метода по скорости;

- низкие и очень низкие показания ГК, как свидетельство отсутствия (или незначительного содержания) в породе глинистого компонента.

В случае отсутствия достаточного набора проверенных практикой работ качественных признаков, прибегают к количественным критериям для его выделения. Для разделения различных пластов разреза на коллекторы и неколлекторы отыскивается граничная величина одного из ФЕС, чаще всего используются следующие геофизические параметры:

- значение показателя проницаемости, а также показателей содержания глин и карбонатов, пористости, соответствующих указанному показателю (с учётом типа коллектора);

- геофизические показатели (относительные колебания ПС).

При выделении коллекторов в юрских отложениях на Казанском МР принимаются такие критические значения, как: проницаемость – равна или превышает  $1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ; пористость в зависимости от проницаемости различных МР – 11%-14,2%; содержание глин (для коллекторов, насыщенных нефтью) – 25%; относительная амплитуда ПС (так же) – 0,4-0,45.

#### *Оценка коллекторских свойств пластов*

Под показателем глинистости подразумевается концентрация глинистых фракций (т.е. частиц, эффективный диаметр которых не превышает 0,01 мм) в твёрдой фазе породы. Глинистость определяется при использовании объёмного, массового или относительного показателя, значения которых рассчитываются по-разному.

Значение  $C_{\text{гл}}$ , т.е. массового показателя (массовое содержание фракций в твердой фазе пород), рассчитывается следующим образом:

$$C_{\text{гл}} = m_{<0,01} / m_{\text{ТВ}}$$

Значение указанного коэффициента объективно отражает полученные после проведения гранулометрического анализа данные; он характеризует как литологическую структуру осадочных пород, так и условия их образования.

Показатели глинистости при применении их в гео- и петрофизической практике ( $K_{\text{гл}}$  и  $\eta_{\text{гл}}$ , т.е. объёмная и относительная глинистость, соответственно) являются производными от предыдущего показателя.

Показатель объёмной глинистости в общем случае рассчитывается по следующей формуле:

$$K_{\text{гл}} = C_{\text{гл}} * (1 - K_{\text{п}}) * \sigma_{\text{скел}} / \sigma_{\text{глин}}$$

Значение показателя  $K_{\text{гл}}$  отражает, какой процент от суммарного объема породы приходится на глинистые включения. Данный показатель оптимален для формирования геологических моделей и сравнения их характеристик с геофизическими условиями.

Проницаемость - это способность породы пропускать флюиды через свою структуру. Коллекторы обычно обладают высокой проницаемостью по сравнению с окружающими породами. Это связано с особенностями их поровой системы, позволяющей эффективно перемещать и удерживать флюиды.

Таблица 10 – критерии основных ФЕС для коллекторов Казанского НГМ

Параметры: Объекты	Ю <sub>1</sub>	Ю <sub>2</sub>	Ю <sub>3</sub>	Ю <sub>4</sub>
Критерии коллектора:				
для газа			$\alpha_{\text{пс}} \geq 0.3$	
для нефти			$\alpha_{\text{пс}} \geq 0.43$	

Критерий получения газа	$\rho_{п} > 11.0$ , по временным замерам НКТ
Критерий получения газа и нефти	$\rho_{п} \geq 6.0$ , $P_{н} \geq 4.0$
Критерий получения нефти с водой	$4.3 < \rho_{п} < 6.0$ , $3.3 < P_{н} < 4.0$
Критерий получения воды	$\rho_{п} < 4.3$ , $P_{н} < 3.3$
Открытая пористость, доли ед.	$K_{п} = 0.0807 \alpha_{пс} + 0.110$
Эффективная пористость, доли ед.	$K_{п}^{\text{эф}} = 1.07 K_{пс} - 7.8$
Относительное сопротивление	$P_{п} = 0.815 K_{п}^{-1.91}$
Нефтенасыщенность, д. ед.	$K_{в} = 1.005 P_{н}^{-0.617}$ , $K_{н} = 1 - K_{в}$
Проницаемость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	$\lg K_{пр} = 3.27 \alpha_{пс} - 1.261$
Глинистость, доли ед.	$\hat{E}_{\text{ае}} = 1.055 - (1.14 - 1.111 \Delta J \gamma)^{0.5}$ , $K_{гп} = 0.4346 - 0.3846 \alpha_{пс}$

*Уточнение положения ВНК*

Определение водонефтяного контакта производится методами сопротивлений (БКЗ, БК, ИК) и НГК.

При достаточно резком переходе в пласте между частями коллектора, насыщенными водой и нефтью, контакт между обеими фракциями по электрометрическим диаграммам выделяется в рамках метода сопротивлений как граница между пластами с высоким и низким сопротивлением. Водонефтяной контакт в ходе исследований с помощью индукционного зонда выделяется в соответствии с центральной точкой промежутка резкого перепада кажущейся проводимости.

Поставленные в настоящей работе задачи могут быть решены по результатам обобщения и анализа данных представленных выше геофизических методов, при учёте петрофизических зависимостей, а также с использованием формул и критериев для определения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, а также разграничения разрезов в соответствии с литологическими свойствами.

## 6. СПЕЦИАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ

**«Анализ, обоснование и выбор оптимального комплекса ГИС для решения поисково-разведочных задач на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении».**

Комплекс ГИС – это единая система геофизических исследований скважин.

Правильно выбранный комплекс обеспечивает достоверность решения перечисленных геологических задач, качество полученных материалов и достоверную комплексную интерпретацию.

ГИС (как базовые, так и детальные) были проведены по всем скважинам Казанского МР.

По всем скважинам стандартный каротаж (т.е. базовый тип исследования) осуществлялся в масштабе глубин 1:500; детальные ГИС осуществлялись в продуктивных интервалах (масштаб – 1:200).

Процент выполнения стандартного комплекса ГИС достаточно высок по всему фонду скважин МР. Наименьшая доля у АК ( 34,7%), ГГК-П (30,9%) и микрометодик (8%).

Имеющийся комплекс ГИС, в целом, позволяет решить качественные и количественные задачи при подсчете запасов: литологического расчленения разреза, выделения эффективных толщин, оценки характера их насыщения и определения подсчетных параметров.

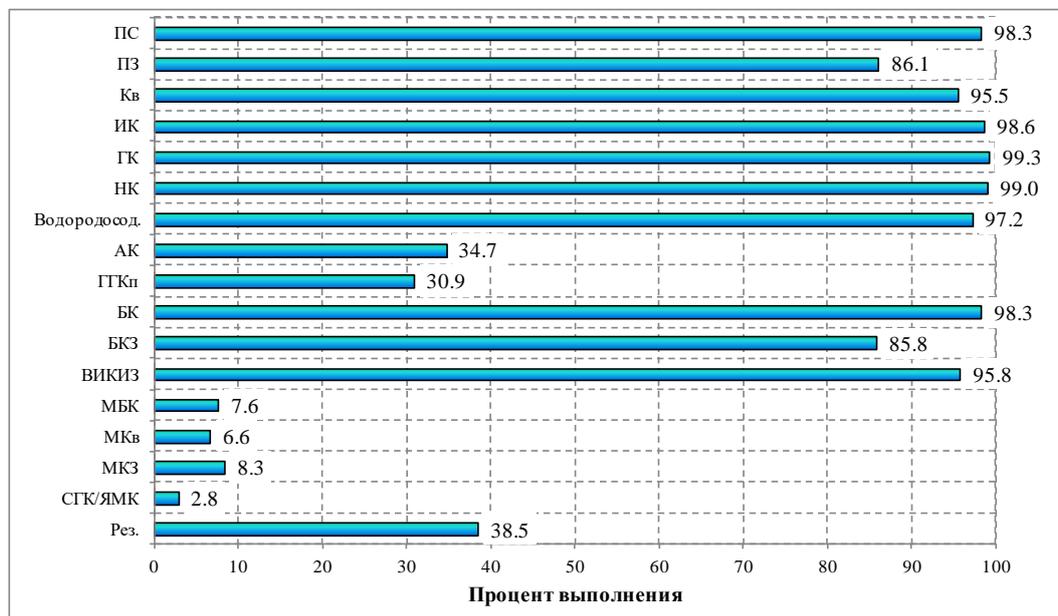


Рисунок 16 – Объем выполненного комплекса ГИС по всему фонду скважин на Казанском месторождении

### Условия проведения геофизических исследований в скважинах

Коллекторами продуктивных пластов Казанского месторождения являются песчаники, алевролиты. Емкостные и фильтрационные свойства их изменяются в широких пределах.

Коэффициенты открытой пористости коллекторов пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> меняются от 9,2 % до 27,1 %, в среднем составляя 20,5 %. Диапазон изменения проницаемости – от 1,57 до 2162,64\*10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>, при среднем значении 275,07\*10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>. Остаточная водонасыщенность изменяется от 8,1 % до 42,3 % при средней величине 16 %.

Коэффициенты открытой пористости коллекторов пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> меняются от 11,4 % до 24,4 %, в среднем составляя 16,1 %. Диапазон изменения проницаемости – от 0,2 до 498,83\*10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>, при среднем значении 28,43\*10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>. Остаточная водонасыщенность изменяется от 15,4 % до 65,4 % при средней величине 39,6 %.

Коэффициенты открытой пористости коллекторов пласта Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> меняются от 8,5 % до 23,0 %, в среднем составляя 17,7 %. Диапазон изменения проницаемости – от 0,16 до 972\*10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>, при среднем значении 97,32\*10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>. Остаточная водонасыщенность изменяется от 18,2 % до 84,3 % при средней величине 39 %.

Коэффициенты открытой пористости коллекторов пласта Ю<sub>3</sub> меняются от 11,5 % до 17,3 %, в среднем составляя 14,9 %. Диапазон изменения проницаемости – от 0,78 до 8,15\*10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>, при среднем значении 4,79\*10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>.

Коэффициенты открытой пористости коллекторов пласта Ю<sub>3-4</sub> меняются от 8,6 % до 14,6 %, в среднем составляя 11,6 %. Диапазон изменения проницаемости – от 0,14 до 9\*10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>, при среднем значении 3,49\*10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>. Остаточная водонасыщенность изменяется от 65,8 % до 77,9 % при средней величине 71,4 %.

Пластовые воды, в основном, хлоркальциевого типа с минерализацией вод 30,0–47,3 г/л, плотностью 1,014–1,037 г/см<sup>3</sup>. Удельное электрическое сопротивление пластовой воды составляет 0,07 Ом\*м.

### Определение исходных геофизических параметров

К исходным параметрам, которые определялись по материалам ГИС, относятся: относительная амплитуда ПС ( $\alpha_{пс}$ ), отражающая литологию коллектора; удельное электрическое сопротивление ( $\rho_{п}$ ), дающее возможность оценить характер насыщения и количественно определить степень его насыщенности; двойной разностный параметр по ГК ( $\Delta J_{ГК}$ ); величина водородосодержания по данным двух-зондового НК ( $W$ ); величина интервального времени ( $\Delta T$ ) и объемная плотность по ГГКп ( $\delta_{п}$ ) для определения пористости.

## **Выделение коллекторов и определение эффективных толщин**

Выделение коллекторов и определение их эффективных толщин одна из главных задач при подсчете запасов УВ объемным методом.

В эксплуатационных скважинах выделение коллекторов проводилось по прямым качественным признакам: по кавернометрии, по изменению сопротивления пластов в радиальном направлении, устанавливаемое по данным электрических видов каротажа с разным радиусом исследования – БМК + (ИК, БК) по кривым сопротивления зондов БК с разными радиусами исследований (3, 4, 5 зондов) и ИК (4, 5 зондов). При выделении коллекторов использовался и косвенный качественный признак: низкие показания на кривой гамма – каротажа.

Также в эксплуатационных скважинах для выделения коллекторов использовались и количественные критерии, соответствующие границе «коллектор-неколлектор», установленные корреляционным способом.

Помимо использования граничного значения пористости, в алгоритме выделения коллекторов для исключения глинистых коллекторов использовалось условная граница  $\Delta J_{ГК}$ : для пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> – 0,4, для остальных пластов 0,6.

## **Определение коэффициента пористости**

Коэффициент пористости является важным параметром, который характеризует емкостные свойства пород. Определение коэффициента пористости с использованием геофизических методов основано на различии в физических свойствах скелета породы и флюидов, заполняющих поровое пространство.

При изучении продуктивных пластов Казанского месторождения наиболее широко используются геофизические методы, которые отражают емкостные свойства пород. Среди таких методов особенно популярны радиоактивные методы (Гамма-гамма каротаж по пласту, Гамма-каротаж, Нейтронный каротаж), а также акустический каротаж.

Ниже приведены методики, которые применяются для определения коэффициента пористости на основе геофизических данных Геофизической Информационной Системы (ГИС).

Определение значения показателя пористости в соответствии с результатами проведения плотностного каротажа

ГГКп, в соответствии с действующими методическими рекомендациями по подсчету запасов, представляет собой оптимальный способ установления пористости в условиях плотности скелета по минералогическим свойствам и присутствия в коллекторах мехпримесей.

В соответствии с ГГКп, значение пористости устанавливалось для образцов, полностью насыщенных водой, в соответствии с уравнением  $K_{п}=f(\delta_{п})$ , а также результатами керновых исследований.

#### Пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>

Для пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> зависимость  $K_{п}=f(\delta_{п})$  принята единой для всего пласта, без градаций по фациям (рис.17).

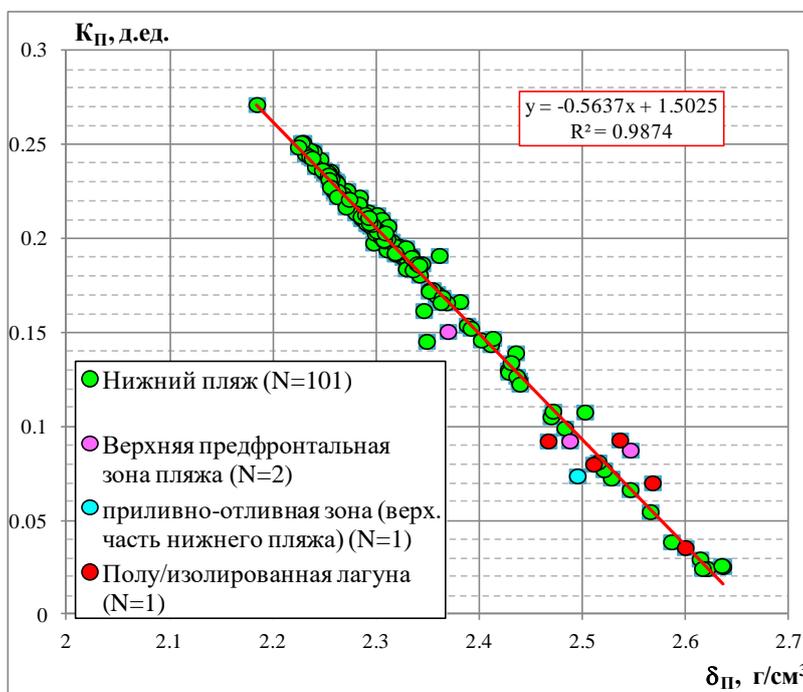


Рисунок 17 – Зависимость  $K_{п}=f(\delta_{п})$ , пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>

#### Пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>

Для пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> зависимости  $K_{п}=f(\delta_{п})$  построены по объединенным группам фаций: для фаций первой и второй группы (рис. 18) и для фаций третьей, четвертой, и пятой группы (рис. 19).

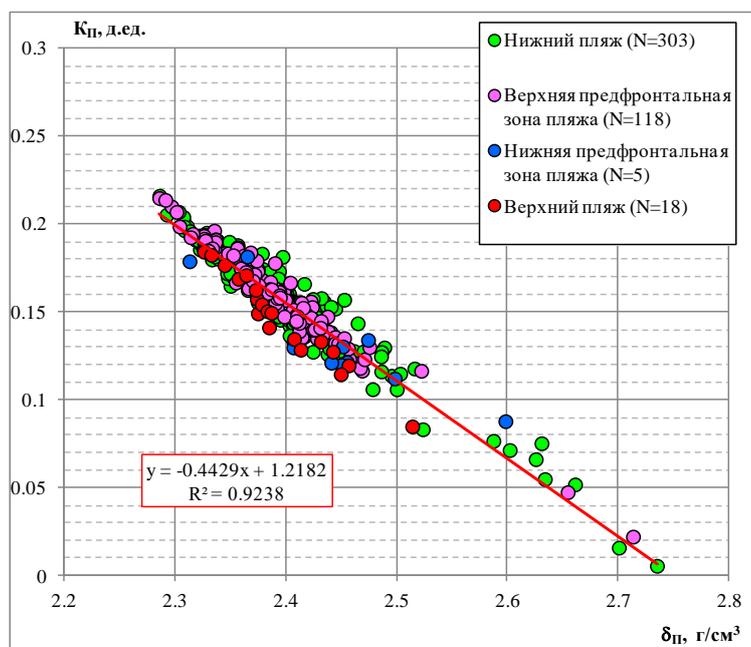


Рисунок 18 – Зависимость  $K_{п}=f(\delta_{п})$ , фации верхнего и нижнего пляжа, верхних и нижних предфронтальных зон пляжа пласт  $Ю_1^2$

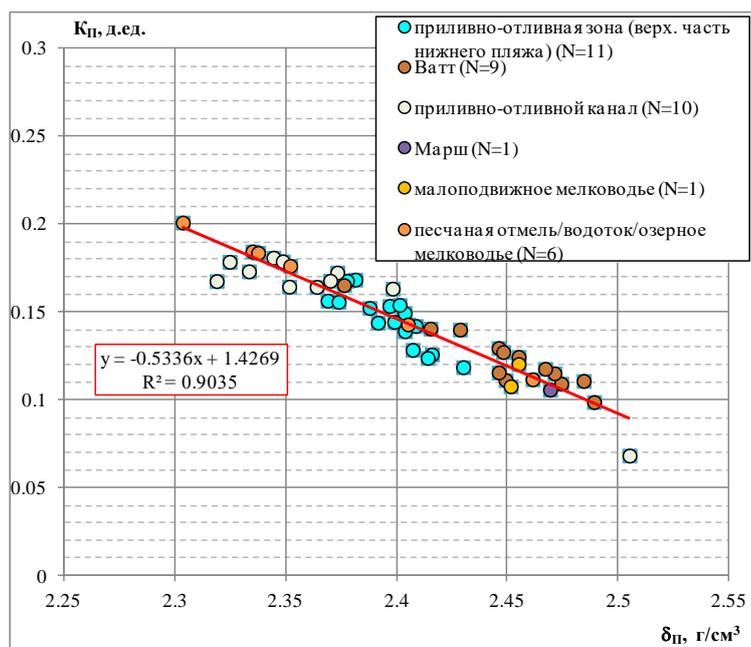


Рисунок 19 – Зависимость  $K_{п}=f(\delta_{п})$ , фации приливо-отливной, приливо-отливного канала и песчаной отмели, маршей, ваттов, приморских болот и малоподвижного мелководья, пласт  $Ю_1^2$

Пласты  $Ю_1^{3-4}$ ,  $Ю_3$ ,  $Ю_{4-5}$

Ввиду недостаточного количества данных для пластов тюменской свиты, зависимость  $K_{п}=f(\delta_{п})$  принята совместно с пластом  $Ю_1^{3-4}$  (рис. 20).

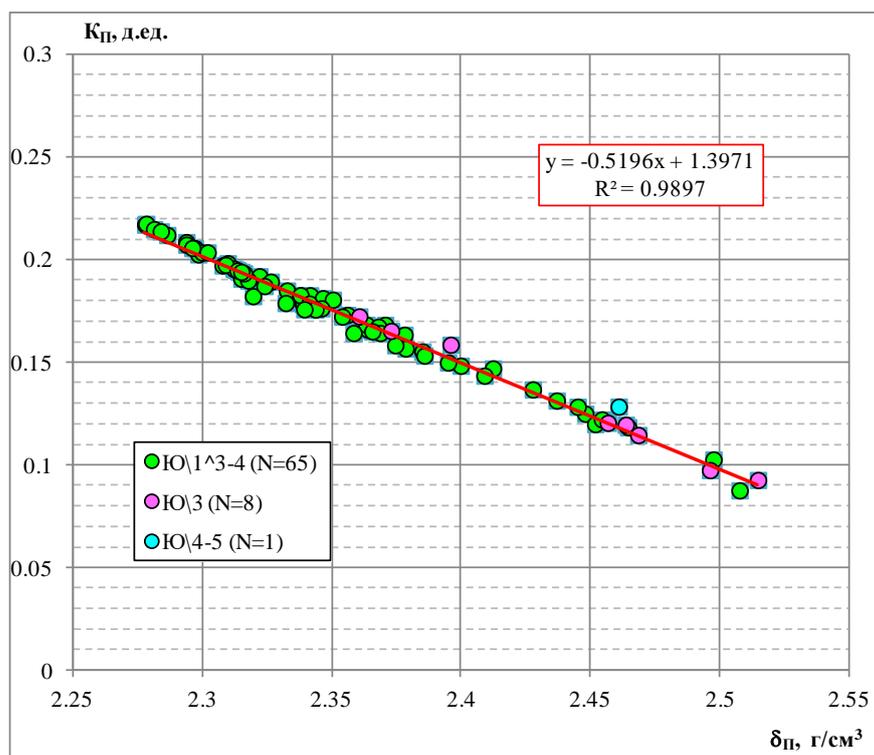


Рисунок 20 – Зависимость  $K_{п}=f(\delta_{п})$ , пласты Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>, Ю<sub>3</sub>, Ю<sub>4-5</sub>

Определение коэффициента пористости по данным акустического каротажа

Во всех скважинах, охваченных акустическим каротажем, использовалось уравнение (ВНИИГИК, авт. Фоменко В. Г.), при замене показателя  $(1-\alpha_{пс})$  на разностный показатель по ГК (удвоенный), поскольку запись кривой ПС из-за используемых на текущий момент при бурении эксплуатационных скважин методов значительно искажается:

$$K_{п}^{AK} = (((\Delta T - \Delta T_{СК}) * ((0,95 - \Delta J_{ГК})^{0,5})) / (0,175 * C))^{0,5}$$

где  $\Delta T$  обозначает временной промежуток, за который проходит в породе акустическая волна;

$\Delta T_{СК}$  обозначает временной промежуток прохождения волны в скелете породы;

$C$  обозначает показатель соразмерности;

$\Delta J_{ГК}$  обозначает разностный показатель по ГК (удвоенный).

На основании графика «кern-кern»  $\Delta T=f(K_{п})$  для условий конкретного пласта, применительно к скелету породы значение временного промежутка принималось для всех пластов равным 183 мкс/м.

Для продуктивных пластов значение « $C$ » определялось на основе установленных на представительном керне значений показателей пористости; для пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> указанное значение составило 1,23, для пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> – 1,43, для пластов Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>, Ю<sub>3</sub> и Ю<sub>4-5</sub> – 1,48.

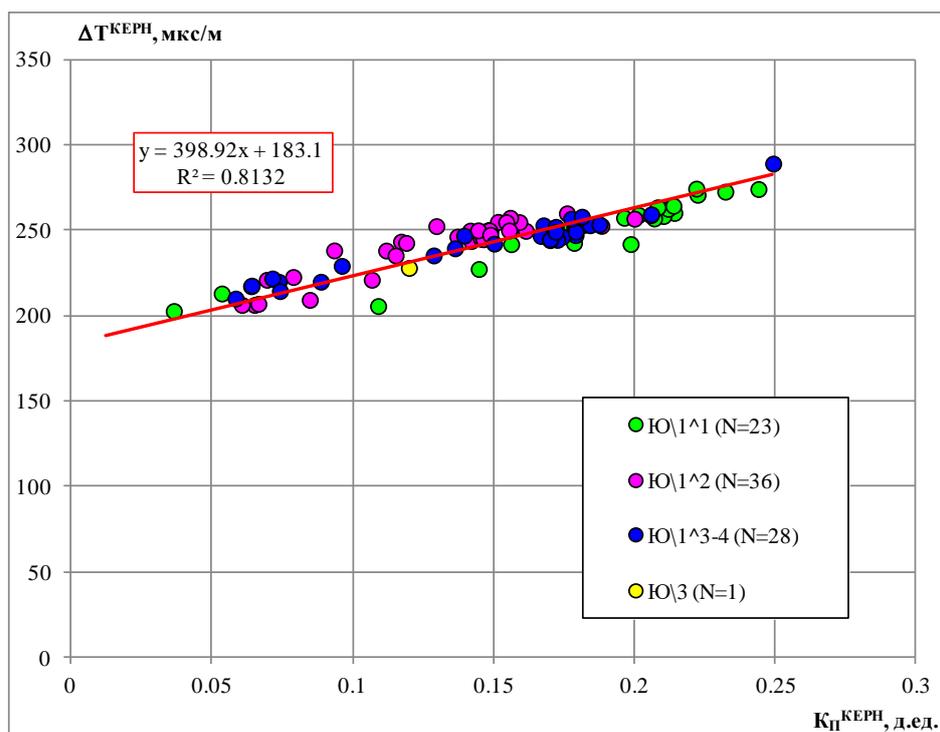


Рисунок 21 – Зависимость  $\Delta T=f(K_{\Pi})$  по данным керна, юрские отложения

Определение значения показателя пористости в соответствии с результатами применения метода ПС

По результатам ПС пористость пласта определяется на основе корреляционных зависимостей вида  $K_{\Pi}=f(\alpha_{\text{ПС}})$ , полученных по результатам сравнения ГИС и керна.. Применяются те же формулы, что и ранее, в ходе подсчета запасов:

$$\text{пласт Ю}_1^1 - K_{\Pi} = 0,24 * \alpha_{\text{ПС}};$$

$$\text{пласт Ю}_1^2 - K_{\Pi} = 0,174 * \alpha_{\text{ПС}} + 0,055;$$

$$\text{пласты Ю}_1^{3-4}, \text{ Ю}_3, \text{ Ю}_{4-5} - K_{\Pi} = 0,1397 * \alpha_{\text{ПС}} + 0,0625.$$

Определение значения указанного показателя в соответствии с результатами применения гамма-каротажа

При определении указанного значения применялась формула  $K_{\Pi}=f(\Delta J_{\text{ГК}})$ , выведенная по результатам сравнения среднего значения показателя пористости в выделенном пропластке по данным керна и соответствующего значения двойного показателя разностей по ГК (см. рис.22).

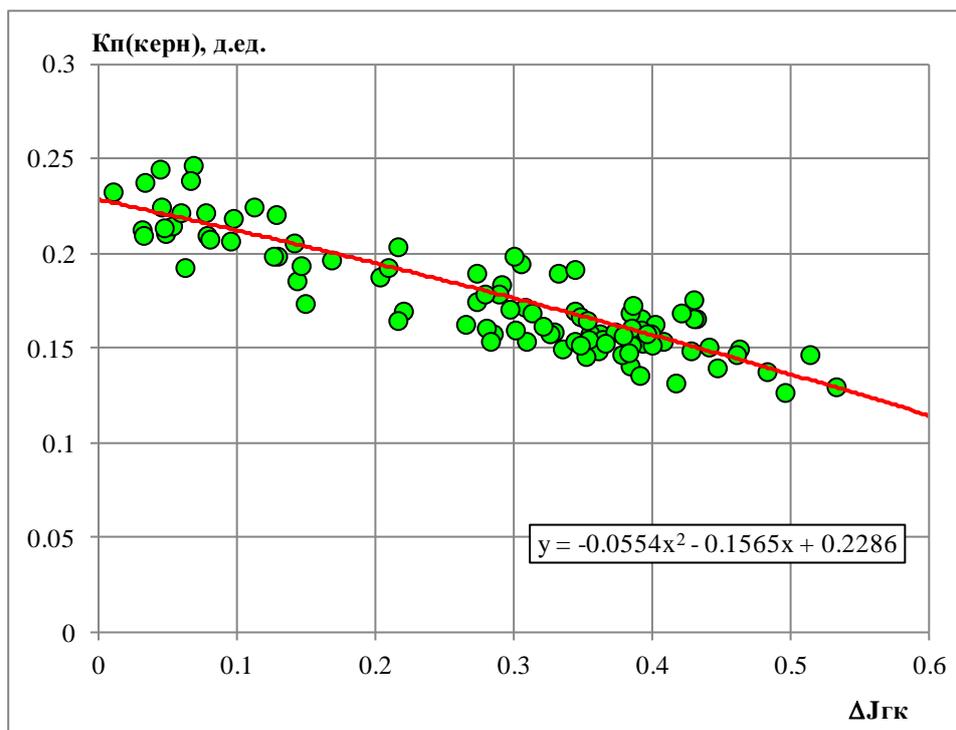


Рисунок 22 – Зависимость  $K_{п}=f(\Delta J_{ГК})$ , юрские отложения

Определение коэффициента пористости по данным радиоактивного каротажа

При расчете коэффициента пористости по данным методов РК наиболее лучшей сходимость с керновыми исследованиями удалось получить при сопоставлении коэффициента пористости по данным керна с водородосодержанием, полученным по данным НК, с градацией по двойному разностному параметру ГК (рис.23-25).

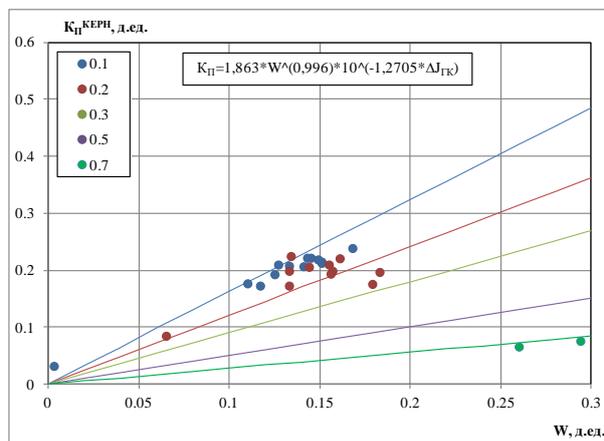


Рисунок 23 – Взаимосвязь  $K_{п}^{керна}=f(W)$ , шифр кривых  $\Delta J_{ГК}$ , пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>

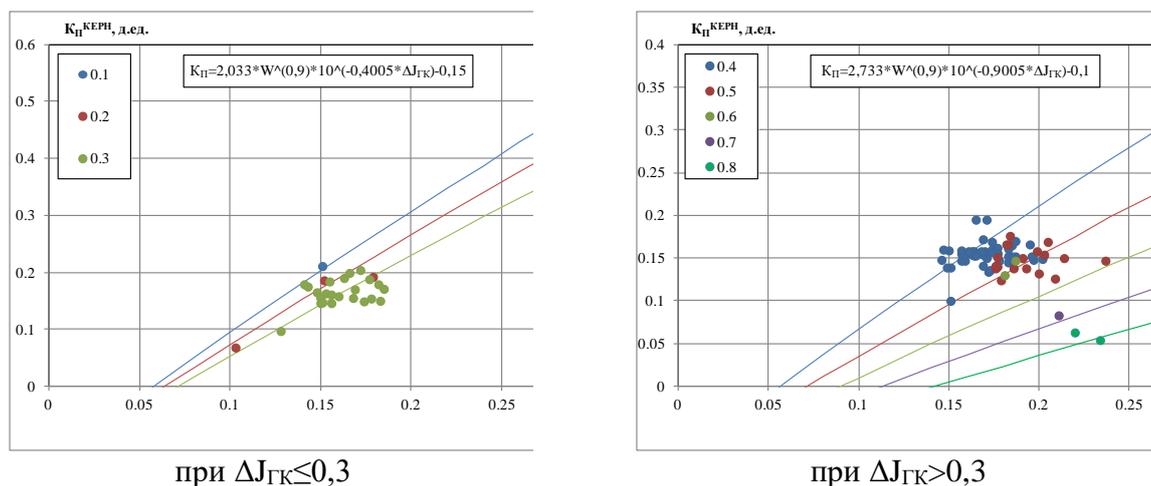


Рисунок 24 – Взаимосвязь  $K_{п}^{КЕРН} = f(W)$ , шифр кривых  $\Delta J_{ГК}$ , пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>

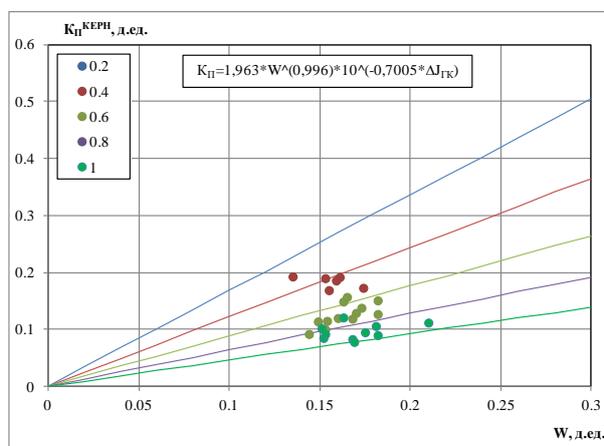


Рисунок 25 – Взаимосвязь  $K_{п}^{КЕРН} = f(W)$ , шифр кривых  $\Delta J_{ГК}$ , пласты Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>, Ю<sub>3</sub>, Ю<sub>4-5</sub>

В качестве подсчетного параметра для коллекторов пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> преимущество отдавалось методу ГГКп, затем методам НК+ГК, и при отсутствии вышеперечисленных методов – ПС (разведки старого фонда).

По пластам тюменской свиты в качестве подсчетного параметра принимался коэффициент пористости, полученный по комплексу методов НК+ГК, в поисково-разведочных скважинах старого фонда (1П-9ПО) – метод ПС.

Особые трудности при определении коэффициента пористости были по пластам Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>.

По пласту Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> определение коэффициента пористости осложнено тем, что нефть данного пласта является особо легкой. Как следствие, данный флюид существенно искажает показания методов. Наиболее точным, по причине прямой настройки на керновые данные, является коэффициент пористости, полученный по комплексу методов НК+ГК.

#### Анализ достоверности определения коэффициента пористости

В результате проведенных расчетов, принятый коэффициент пористости удовлетворительно согласуется с данными по керну (рис.26).

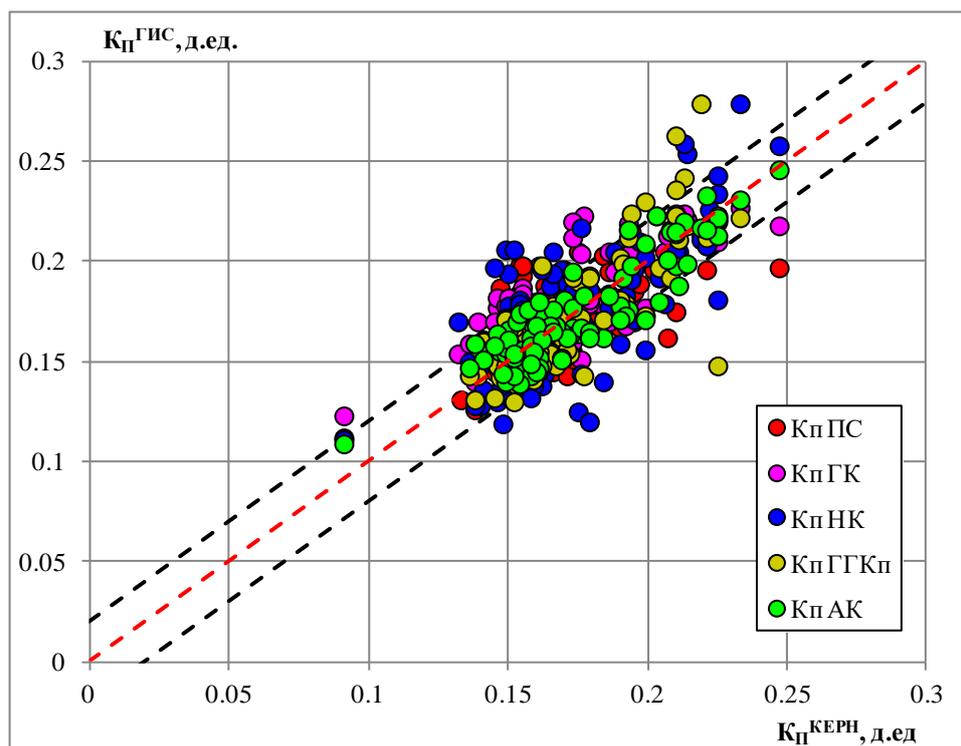


Рисунок 26 – Сопоставление коэффициентов пористости, полученных по данным керна и разным методам ГИС

Как видно из рисунка, при использовании в качестве основного метода для определения коэффициента пористости комплекс НК+ГК, завышение относительно керновых данных составило бы 5,1-5,8 % абсолютных (29,0-33,3 % относительных). При использовании по водонасыщенной части для расчета коэффициента пористости метода ГК расхождение составляет 0,7-2,0 % абсолютных (4,0-11,4 % относительных).

В сравнении с прочими методиками ГИС, преимущества ГГКп заключаются в том, что результаты определения  $K_p$  практически не подвержены влиянию показателей глинистости и ёмкостной структуры. ГГКп, таким образом, может рассматриваться как один из наиболее перспективных способов определения показателей пористости.

Для определения удельного электросопротивления пластов в коллекторах применяется сочетание целого ряда электрических методов – боковому каротажному зондированию (БКЗ) в сочетании с показаниями индукционного метода (ИК), откорректированными за положение нулевой линии. Обработка данных БКЗ показала, что все рассмотренные коллекторы продуктивных пластов Казанского месторождения имеют, в основном, повышающее проникновение, то есть сопротивление зоны проникновения выше сопротивления неизменной части пласта, и редко – нейтральное проникновение. Это характерно для слабоглинистых и глинистых коллекторов с невысоким нефтегазонасыщением.

Для определения УЭС пластов в эксплуатационных скважинах зачастую используются показания индукционного метода, исправленные за положение нулевой линии и скин-эффекта или по данным ВИКИЗ. Искажающее влияние зоны повышающего проникновения на сопротивление неизменной части пласта присутствует, но степень его влияния незначительна, так как для наиболее распространенного типа зонда 6Ф1 и других современных типов аппаратуры ИК, согласно теории индукционного метода, зона проникновения начинает существенно влиять при соотношении  $r_{зп}/r_{п}=4-5$ . Из этого следует, что в нефтеносных коллекторах, имеющих диаметр зоны проникновения преимущественно до 4-х диаметров скважины и соотношение  $r_{зп}/r_{п}$  в пределах 1-2, показания индукционного метода и ВИКИЗ отражают УЭС неизменной части пласта.

В водонасыщенных коллекторах, имеющих более глубокие зоны проникновения, на показания ИК частичное влияние оказывает зона повышающего проникновения. В водонасыщенных частях разреза в обязательном порядке производилась интерпретация БКЗ, если позволяли толщины прослоев.

Согласно «Методическим рекомендациям.....», в коллекторах с Нэф менее 1,0 м оценки УЭСп не делались при наличии экранных эффектов, искажающих показания градиент-зондов и ИК. Характер насыщения в таких коллекторах оценивался, исходя из геологических обобщений по площади, т.е. по положению прослоя относительно водогазонефтяного контакта или по результатам испытаний.

**Вывод:** Достоверность и точность геофизической интерпретации напрямую связана с выбором оптимального комплекса ГИС. Самыми основными «первичными параметрами» для решения поставленных геофизических задач являются определение пористости коллектора и удельного электрического сопротивления неизменной части пласта. Для измерения пористости на Казанском месторождении были применены методы ГГКп, ГК, НК и АК. В результате исследования в рамках выпускной работы, были проанализированы коэффициенты пористости для следующих пластов коллекторов:  $Ю_1^1$ ,  $Ю_1^2$ ,  $Ю_1^{3-4}$ ,  $Ю_3$ ,  $Ю_{4-5}$  и сделан вывод: самым достоверным методом определения пористости пластов является плотностной каротаж коэффициент аппроксимации составляет от 0,98-1, когда при определении того же параметра к примеру по акустическому каротажу, коэффициент R составил лишь 0,81. Основным преимуществом метода является слабое влияние глинистых пород и структуры емкостного пространства на результаты определения  $K_{п}$ .

Для определения удельного электрического сопротивления на территории Казанского месторождения используются методы БКЗ, ИК и ВИКИЗ. В данных геологических условиях целесообразно применить ВИКИЗ, поскольку данный вид каротажа имеет ряд преимуществ перед другими методами электрического (БКЗ) и

электромагнитного (ИК) каротажа, такими как: слабая зависимость измерений от параметров скважинной и прискважинной зоны; высокая разрешающая способность в радиальном и вертикальном направлениях (оценка электрических характеристик тонкослоистого разреза), а также высокая точность и стабильность результатов измерений.

## **7 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

### **7.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения**

#### **7.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования**

Проведение комплекса геофизических исследований скважин с целью выделения и оценки коллекторов нефти методами ПГИ являются частью нефтегазовой промышленности. С целью выявления потенциальных потребителей результатов исследования необходимо проанализировать целевой рынок и провести его сегментирование. Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками. Сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга). Можно применять географический, демографический, поведенческий и иные критерии сегментирования рынка потребителей, возможно применение их комбинаций с использованием таких характеристик, как возраст, пол, национальность, образование, любимые занятия, стиль жизни, социальная принадлежность, профессия, уровень дохода.

Опираясь на специфику данных исследований, можно выделить три критерия сегментирования – это размер компании, отрасль и географическое положение. Размер был выделен, как один из основных критериев, поскольку в крупных компаниях особое внимание выделяется на развитие и опробование новых технологий, позволяющих рационально использовать природные ресурсы. поэтому крупные компании готовы к рискам и имеют возможность возместить убытки. Критерий отрасли был выделен на основании того, что геофизические исследования нацелены на поиск и добычу нефти и газа, следовательно не все предприятия смогут пользоваться данным исследованием, а только связанные с нефтегазовой промышленностью. Географический критерий нацелен на выбор регионов, на территории которых имеются нефтегазовые месторождения.

Выделим основные направления нефтегазовой промышленности:

Разведка и добыча нефти и газа

Переработка нефти и газа

Транспортировка нефти и газа

## Сегментирование рынка

Размер компаний	Сегменты		
	Разведка и добыча нефти и газа	Переработка нефти и газа	Транспортировка нефти и газа
Малые	Региональные фирмы	Частные небольшие компании	
Средние	Региональные фирмы «Арктикгаз» «Ачимгаз»	Дочерние компании «Сургутнефтегаз» «Газпром» «Роснефть»	«Газпром Югорск» «Газпром Сургут» «Газпром Томск» Трансгаз
Большие	«Газпром» «Роснефть» «Роспан» «Новатэк»	«Газпром» «Роснефть» «Роспан»	«Газпром» «Роснефть» «Роспан» И другие гос.компании

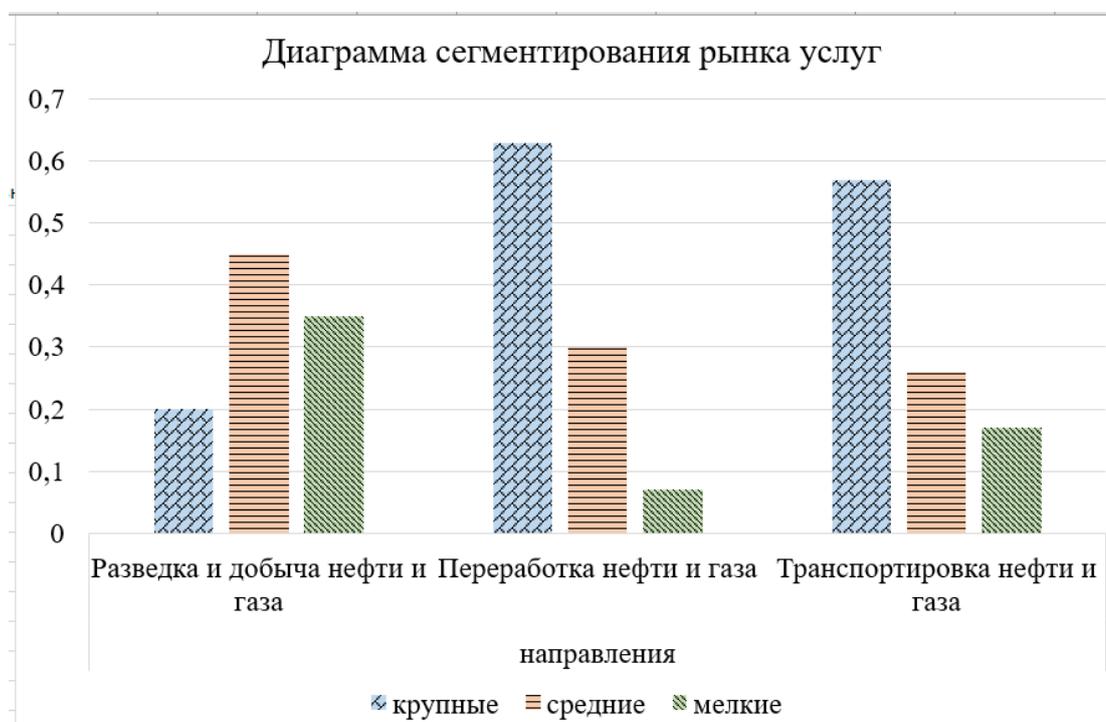


Рисунок 27-. Диаграмма сегментирования рынка услуг

Проведя анализ диаграммы, представленной на рис.31, можно сделать вывод, что самые перспективные сегменты — это малые и средние компании. Проведение комплекса ГИС относятся к категории «Разведка и добыча нефти и газа», это связано с тем, что небольшие заказы крупные компании отдают подрядчикам, находящимся на месторождениях. Сегмент «Разведка и добыча нефти и газа» является наиболее перспективным и рентабельным для средних и маленьких компаний. Потенциальными потребителями (заказчиками) являются недропользователи месторождений, такие как ПАО «Газпром» НК «Роснефть», и др. На рассматриваемом Казанском НГКМ недропользователем является «Газпром»

Привлекательными в будущем для проектирования работ могут быть другие направления работ, будь то «контроль разработки и эксплуатации нефтегазовых скважин», и другие внутри сегмента «Разведки и добычи нефти и газа».

### **7.1.2. Анализ конкурентных технических решений**

При проведении исследований будет использован прибор комплексного электрического каротажа «КІА-723-М». Прибор предназначен для проведения электрического каротажа нефтяных и газовых скважинах в открытом стволе с внутренним диаметром 73 мм и более при температуре не больше 120 °С и избыточном давлении до 80 Мпа.

В геофизических работах используется множество разнообразных приборов и оборудования от разных производителей и обладающих различными техническими характеристиками. Поэтому рассмотрим конкурентные решения в области аппаратуры для проведения ГИС.

Главным конкурентом технического решения является геофизический прибор: «Горизонт-1», предназначен для нефтегазовых скважин методами инклинометрии, электрического (КС, ПС) и радиоактивного (ГК, НГК) каротажа. Может работать как автономно, так и в составе LWD-комплекса. Максимальная рабочая температура составляет 125 °С, давление – 60 МПа, прибор рассчитан на диаметр скважин 138 мм и более.

Еще одно конкурентное решение – прибор «ПИК-38». Прибор предназначен для геофизических исследований скважин при контроле разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений с внутренним диаметром не меньше 63 мм. Прибор конструировался с учетом лучших российских и импортных наработок в данной области, в результате прибор может работать при температуре окружающей среды до 150 градусов и давлении до 80 МПа.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения целесообразно проводить с помощью оценочной карты, которая представлена ниже в таблице 12.

Анализ этих решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i * B_i,$$

где К – конкурентоспособность скважинного прибора;  $B_i$  – вес показателя (в долях единиц);  $B_i$  – бал  $i$ -го показателя.

Здесь  $B_1/2/3/K_1/2/3$  – баллы и конкурентоспособность «КІА-723-М», «Горизонт – 1» и «ПІК-38» соответственно.

Таблица 12

Оценочная карта для сравнения скважинных приборов

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентноспособность		
		$B_1$	$B_2$	$B_3$	$K_1$	$K_2$	$K_3$
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Технические параметры</b>							
1. Максимально допустимое рабочее давление	0.05	4	3	4	0.2	0.15	0.2
2. Максимально допустимая рабочая температура	0.05	3	4	5	0.15	0.2	0.25
3. Количество доступных каналов (канальность)	0.15	5	4	5	0.75	0.6	0.75
4. Диаметр прибора	0.08	4	3	5	0.32	0.24	0.4
5. Универсальность применения на разных месторождениях УВ	0.07	3	3	5	0.21	0.21	0.35
6. Масса прибора	0.1	4	3	5	0.4	0.3	0.5
<b>Экономические критерии</b>							
1. Цена прибора	0.2	5	3	3	1	0.6	0.6
2. Сложность и стоимость ремонта/ замены модулей	0.1	5	4	3	0.5	0.4	0.3
3. Износостойкость	0.2	4	5	4	0.8	1	0.6
<b>Итого</b>	1				4.33	3.7	4.15

Анализируя таблицу, можно сделать вывод, что геофизический прибор «КІА-723-М», выбранный для проведения геофизических исследований, хоть и уступает по максимально допустимой температуре и в универсальности применимости а также в массе прибора, но это компенсируется его надежностью и ценой (сравнительно других приборов). Относительно прибора «ПІК-38», можно выделить большую цену обслуживания и ремонта, но оборудование достаточно износостойкое, что является очень важным критерием при закупке оборудования. Стоит отметить, что по многим параметрам «ПІК-38» превосходит, представленный «КІА-723-М», что может привести к размышлениям о будущей замене, выбранного решения на более дорогой и современный прибор при должном финансировании.

### 7.1.3. SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде. В рамках первого этапа была составлена таблица 13.

Таблица 13

Матрица SWOT

<p><b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</b>  С1. Простота применения;  С2. Адекватность разработки  С3. Обновленная и более актуальная в настоящее время информация, использованная для разработки проекта;  С4. Сравнительно бюджетная стоимость проекта.</p>	<p><b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</b>  Сл1. Отсутствие прототипа научной разработки;  Сл2. Отсутствие сертификации;  Сл3. Отсутствие необходимого оборудования для геофизических исследований;  Сл.4 Отсутствие бюджетного финансирования;</p>
---	--

<p><b>Возможности:</b>  В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ;  В2. Появление потенциального спроса на новые разработки;  В3. Повышение стоимости конкурентных разработок;  В4. Финансовое обеспечение исследования.</p>	<p><b>Угрозы:</b>  У1. Отсутствие спроса на оптимальный и усовершенствованный новыми технологиями комплекс исследований;  У2. Значимая конкуренция  У3. Введения дополнительных государственных требований к сертификации;  У4. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства.</p>
---	--

После того как сформулированы четыре области SWOT переходим к реализации второго этапа, который состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Эти соответствия или несоответствия должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

В рамках данного этапа была построена интерактивная матрица проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Знак «+» – сильное соответствие сильных сторон возможностям, знак «-» – слабое соответствие; «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-». Интерактивная матрица представлена в таблице 14.

Таблица 14

Интерактивная матрица проекта

<b>Сильные стороны проекта</b>					
<b>Возможность и проекта</b>		C1	C2	C3	C4
	B1	-	-	+	+
	B2	+	+	+	-
	B3	0	+	-	-
	B4	+	+	+	-
<b>Сильные стороны проекта</b>					
<b>Угрозы проекта</b>		C1	C2	C3	C4
	У1	0	+	0	-
	У2	+	+	+	+
	У3	-	-	-	-
	У4	-	-	-	-
<b>Слабые стороны проекта</b>					
<b>Возможность и проекта</b>		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	B1	-	-	-	+
	B2	0	-	0	+
	B3	+	+	+	0
	B4	+	+	-	-
<b>Слабые стороны проекта</b>					

<b>Угрозы проекта</b>		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	+	+	+	0
	У2	-	0	-	-
	У3	-	-	-	-
<b>а</b>	У4	-	+	-	+

В рамках третьего этапа была составлена итоговая матрица SWOT-анализа (табл. 15), составленная с учетом анализа интерактивных таблиц. Итоговая матрица представляется в форме записи сильно коррелирующих сильных сторон и возможностей, или слабых сторон и возможностей и т.д. следующего вида В1С1С2С5; В4С1С4. Каждая из записей представляет собой направление реализации проекта.

Таблица 15

Итоговая матрица SWOT анализа

	<b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</b> С1. Простота применения; С2. Адекватность разработки С3. Обновленная и более актуальная в настоящее время информация, использованная для разработки проекта; С4. Сравнительно бюджетная стоимость проекта.	<b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</b> Сл1. Отсутствие прототипа научной разработки; Сл2. Отсутствие сертификации; Сл3. Отсутствие необходимого оборудования для геофизических исследований; Сл.4 Отсутствие бюджетного финансирования;
<b>Возможности:</b> В1. Использование информационной структуры ТПУ; В2. Появление потенциального спроса на новые разработки; В3. Повышение стоимости конкурентных разработок; В4. Финансовое обеспечение исследования.	Простота в применении и адекватность разработки может вызвать увеличение спроса на нее, следовательно увеличится количество спонсоров, кроме того, сравнительно бюджетная стоимость разработки привлечет больше сотрудников и исполнителей (В2В3В4С1С2С3). При подключении в работу инновационных структур уменьшается время разработки и появляются дополнительные денежные средства (В1С4).	При появлении потенциального спроса инновационные инфраструктуры могут оказать помощь в финансировании проекта и его сертификации. (В1В2Сл2Сл4). Финансовое обеспечение поможет приобрести необходимое оборудование для проведения испытаний и расширить использование данной НИР во многих компаниях (В3В4Сл1Сл3).

<p><b>Угрозы:</b>  У1. Отсутствие спроса на оптимальный и усовершенствованный новыми технологиями комплекс исследований;  У2. Значимая конкуренция  У3. Введения дополнительных государственных требований к сертификации;  У4. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства.</p>	<p>Использование более новой информации, простота и адекватность математической модели позволяют повысить спрос и конкуренцию разработки, что уменьшает влияние финансирования (С1С2С3У1У2У4). В силу малой затратности проекта представляется возможность вложения дополнительных денежных средств в другие услуги, такие как сертификация (С4У3).</p>	<p>Отсутствие прототипа, сертификации научной разработки, невозможность использования в компаниях с традиционными комплексами аппаратуры приведет к отсутствию спроса и отсутствию конкуренции проекта (У1У2Сл1Сл2Сл3). Отсутствие финансирования приведет к невозможности получения сертификации (У3Сл4).</p>
--	---	--

## 7.2. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований

Приведенные в предыдущих пунктах методы в основном ориентированы на совершенствование результатов научного проектирования, находящегося на стадии разработки. Обычно, используя морфологический подход, можно предложить не менее трех основных вариантов совершенствования разработки или основных направлений научного исследования. Морфологический подход заключается в исследовании всех выявленных альтернатив, которые вытекают из закономерностей строения (морфологии) объекта исследования. Такой подход охватывает как известные, так и новые, необычные варианты, которые при простом переборе могли быть упущены. С помощью комбинации вариантов получают большое количество различных решений, многие из которых представляют практический интерес.

Научно-технический прогресс не стоит на месте и развивается очень стремительно. Из этого следует, что разрабатываемые сейчас технические проекты скоро могут стать не актуальными. В связи с этим, разработку новых проектов нужно осуществлять с учетом их дальнейшего развития. Это означает, что системы электроснабжения, разрабатываемые в наше время, должны уметь приспосабливаться к условиям новой среды, т.е. быть динамичными. Поэтому необходимо определить дальнейшие пути развития или модификации разрабатываемой системы электроснабжения данного предприятия. Удобнее всего рассматривать имеющиеся варианты в виде морфологической матрицы.

Таблица 16

Морфологическая матрица альтернатив

	1	2	3
А) Автономность геофизической	Не автономный, проведение	Автономный на геофизическом	Автономный геофизический прибор

аппаратуры	исследований возможно лишь в режиме реального времени	кабеле	на бурильных трубах
Б) Глубинность исследований	Отложения Куломзинской свиты	Отложения Баженовской свиты	Отложения Васюганской свиты
В) Геофизический кабель	Одножильный	Трехжильный	Проволока

Выбор наиболее желательных функционально конкретных решений осуществляется с позиции его функционального содержания и ресурсосбережения. Для созданной морфологической матрицы выделим три наиболее перспективных пути развития разрабатываемой схемы снабжения, а именно:

A1B1B2

A3B2B2

A2B3B3

Морфологическая матрица позволяет наглядно рассмотреть перспективы развития, возможность расширения производственных решений, введение модификаций и усовершенствование разрабатываемой схемы.

Если рассматривать наиболее приемлемый вариант с экономической точки зрения, то подходит третий вариант, но второй вариант более затратен, но в тоже время является надежнее и многофункциональнее третьего.

### 7.3 Планирование научно-исследовательских работ

#### 7.3.1. Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой входят научный руководитель и студент. Составим перечень этапов работ и распределим исполнителей по данным видам работ.

Таблица 17

Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель

Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Студент
	3	Выбор направления исследований	Руководитель, студент
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель
Теоретическое и экспериментальное исследование	5	Изучение района исследований	Студент
	6	Анализ ранее проведенных работ на территории исследования	Студент
	7	Построение физико-геологической модели скважины	Студент
	8	Выбор и обоснование положения проектной скважины	Студент
	9	Выбор методики и технологии исследования	Студент
Обобщение и оценка результатов	10	Оценка качества полученных результатов исследования	Руководитель, студент
	11	Определение целесообразности проведения исследований.	Руководитель, студент
	12	Оформление пояснительной записки	Студент
	13	Разработка презентации	Студент

### 7.3.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости  $t_{ожі}$  используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}$$

где  $t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы чел.-дн.;

$t_{mini}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{maxi}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_p$ , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65%.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{ч_i}$$

где  $T_{pi}$  – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожi}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

$ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

### 7.3.3. Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта. Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого воспользуемся следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} * k_{кал}$$

где  $T_{ki}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в календарных днях;

$T_{pi}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в рабочих днях;

$k_{кал}$  – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,48$$

где  $T_{кал}$  – количество календарных дней в году;

$T_{вых}$  – количество выходных дней в году;

$T_{пр}$  – количество праздничных дней в году.

Все рассчитанные значения необходимо свести в таблицу:

Таблица 18 – Временные показатели научного исследования

Наименование работ	Трудоемкость работ									Исполнитель и, количество			Длительность работ в рабочих днях $T_{pi}$			Длительность работ в календарных днях $T_{ki}$		
	$t_{min}$ чел.-дни			$t_{max}$ чел.-дни			$t_{ож}$ чел.-дни											
	исп .1	исп .2	исп .3	исп .1	исп .2	исп .3	исп .1	исп .2	исп .3	исп .1	исп .2	исп .3	исп .1	исп .2	исп .3	исп. 1	исп. 2	исп. 3
Составление и утверждение технического задания	7	8	5	11	12	10	8.6	9.6	7	1	2	1	8.6	4.8	7	12.73	7.10	10.36
Подбор и изучение материалов по теме	12	15	13	14	20	17	12.8	17	14.6	1	2	2	12.8	8.5	7.3	18.94	12.58	10.8
Выбор направления исследований	5	11	10	7	13	17	5.8	11.8	12.8	2	1	2	2.9	11.8	6.4	4.29	17.46	9.47
Календарное планирование работ по теме	11	14	14	14	17	18	12.2	15.2	15.6	1	2	2	12.2	7.6	7.8	18.06	11.25	11.54
Изучение района исследования	10	12	14	14	15	16	11.6	13.2	14.8	1	2	1	11.6	6.6	14.8	17.17	9.77	21.90
Анализ ранее проведенных ГИС	9	13	16	13	16	18	10.6	14.2	16.8	1	1	1	10.6	14.2	16.8	15.69	21.02	24.86
Составление физико-геологической модели	11	7	6	16	12	10	13	9	7.6	1	2	1	13	4.5	7.6	19.24	6.66	11.25
Выбор и обоснование положения проектной скважины	5	10	14	9	11	16	6.6	10.4	14.8	1	2	1	6.6	5.2	14.8	9.77	7.70	21.90
Выбор методики и техники исследования	5	7	8	9	13	15	6.6	9.4	10.8	1	1	2	6.6	9.4	5.4	9.77	13.91	7.99
Оценка эффективности полученных результатов	5	10	14	10	12	16	7	10.8	14.8	2	2	2	3.5	5.4	7.4	5.18	7.99	10.95
Определение целесообразности проведения процесса	16	20	21	20	22	23	17.6	20.8	21.8	2	1	1	8.8	20.8	21.8	13.02	30.78	32.26
Оформление пояснительной записки	4	6	9	5	8	10	4.4	6.8	9.4	1	1	1	4.4	6.8	9.4	6.51	10.06	13.91
Разработка презентации	7	9	6	9	11	8	7.8	9.8	6.8	1	2	1	7.8	4.9	6.8	11.54	7.25	10.06

Итого, дн	161.91	163.54	197.28
-----------	--------	--------	--------

Таблица 19 – Календарный план – график исследования

№ раб	Вид работ	Исполнители	T <sub>кi</sub> , кал. дней	Продолжительность выполнения работ																			
				январь			февраль			март			апрель			май							
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3					
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	12.73																				
2	Подбор и изучение материалов по теме	Студент	18.94																				
3	Выбор направления исследований	Руководитель, студент	4.29																				
4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель	18.06																				
5	Изучение района исследования	Студент	17.17																				
6	Анализ ранее проведенных ГИС	Студент	15.69																				
7	Составление физико - геологической модели	Студент	19.24																				
8	Выбор и обоснование положения проектной скважины	Студент	9.77																				
9	Выбор методики и технологии исследования	Студент	9.77																				
10	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, студент	5.18																				
11	Определение целесообразности проведения процесса	Руководитель, студент	13.02																				
12	Оформление пояснительной записки	Студент	6.51																				
13	Разработка презентации	Студент	11.54																				

– студент-

– руководитель

### Расчет материальных затрат НИИ

Расчет стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. В стоимость материальных затрат включают транспортно-заготовительные расходы (5 % от цены).

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) * \sum_{i=1}^m C_i * N_{расх\ i}$$

где  $m$  – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расх\ i}$  – количество материальных ресурсов  $i$ -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м,  $m^2$  и т.д.);

$C_i$  – цена приобретения единицы  $i$ -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./ $m^2$  и т.д.);

$k_T$  – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Таблица 20

Материальные затраты

Наименование	Ед. изм-я	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, $Z_m$ , руб.		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Ручка	шт.	3	1	5	46	30	15	144,9	31,5	78,75
Тетрадь	шт.	1	3	2	56	78	150	58,8	245,7	315
Картридж для принтера	шт	2	1	1	600	856	980	1260	898,8	1029
Карандаш	шт	1	2	1	15	10	30	15,75	21	31,5
Бумага белая рулонная	рулон	1	1	2	380	530	250	399	556,5	525
Бумага белая, А4	пачка	2	1	1	331	320	450	695,1	336	472,5
Итого:								2573,55	<b>2089,5</b>	2451,75

### Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

Для выполнения данного проекта необходимо приобретение персонального компьютера (ноутбука) для двух участников проекта, программное обеспечение Microsoft Office для создания и редактирования документов и проведения расчетов, пакет программ

CorelDRAW для работы с картами и каротажными диаграммами. Стоимость оборудования, используемого при выполнении конкретного научного проекта и имеющегося в данной научно-технической организации, учитывается в виде амортизационных отчислений. Так, стоимость персонального компьютера при сроке амортизации 25 месяцев и его использовании в течение 5 месяцев составит 20 тысяч рублей.

Таблица 21

Затраты на оборудование

Наименование оборудования	Количество ед. оборудования			Цена ед. оборудования, тыс. руб.			Общая стоимость оборудования, тыс. руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Персональный компьютер	1	2	2	30	25	20	30	50	40
Принтер	1	1	1	2,7	5	1,5	2,7	5	1,5
ПО Microsoft Office	1	2	2	11	8,5	10,5	11	17	11
CorelDRAW	1	2	2	3	2,5	2,8	3	5	5,6
Итого:							<b>46,7</b>	77	58,1
+ материальные затраты							49,28	79,1	60,56

**Основная заработная плата исполнителей темы**

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату.

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}$$

где  $Z_{осн}$  – основная заработная плата;

$Z_{доп}$  – дополнительная заработная плата.

Основная заработная плата ( $Z_{осн}$ ) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} * T_{раб}$$

где  $Z_{осн}$  – основная заработная плата одного работника;

$T_{раб}$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.

$Z_{дн}$  – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} * M}{F_{\text{д}}}$$

где  $Z_{\text{м}}$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дня  $M=11,2$  месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней  $M=10,4$  месяца, 6-дневная неделя;

$F_{\text{д}}$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно - технического персонала, раб. дн.

Таблица 22

#### Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Студент
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней:		
- выходные	66	66
- праздничные	14	14
Потери рабочего времени		
- отпуск	48	48
- больничный	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	237	237

Месячный должностной оклад рабочего:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{тс}} * (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) * k_{\text{р}}$$

где  $Z_{\text{тс}}$  – заработная плата по тарифной ставке, руб.;  $k_{\text{пр}}$  – премиальный коэффициент, (определяется Положением об оплате труда);  $k_{\text{д}}$  – коэффициент доплат и надбавок;  $k_{\text{р}}$  – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Таблица 23

#### Расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{\text{тс}}$ , руб.	$k_{\text{пр}}$	$k_{\text{д}}$	$k_{\text{р}}$	$Z_{\text{м}}$ , руб.	$Z_{\text{дн}}$ , руб.	$T_{\text{р}}$ , раб. дн.	$Z_{\text{осн}}$ , руб.
Руководитель	39300	0,3	0,2	1,3	76635	3362,89	54	181596,06
Студент	5250	-	-	1,3	6825	299,49	132	39532,68
Итого:								<b>221128,74</b>

#### 7.3.4.4. Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10–15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнении темы:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} * Z_{\text{осн}}$$

где  $Z_{\text{доп}}$  – дополнительная заработная плата, руб;  $k_{\text{доп}}$  – коэффициент дополнительной зарплаты;  $Z_{\text{осн}}$  – основная заработная плата, руб.

Таблица 24

Заработная плата

Заработная плата	Руководитель	Студент	Итого
Основная	181596,06	39532,68	221128,74
Дополнительная	27239,41	5929,9	<b><u>33169,31</u></b>
Итого	208835,46	45462,58	254298,04

**Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)**

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды:

$$C_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} * (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}),$$

где  $k_{\text{внеб}}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Заработная плата студента состоит из стипендии, которая не облагается отчислениями.

Таблица 25

Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель	181596,06	27239,41
Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды	27,1 %	
Отчисления, руб.	49212,53	7381,88
Итого	<b><u>56594,41</u></b>	

**Накладные расходы**

Накладные расходы – это расходы на прочие затраты, например, затраты на печать, ксерокопирование и прочих услуг связи и коммуникации, электроэнергии. Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) * k_{\text{нр}},$$

где  $k_{\text{нр}}$  - коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величина коэффициента накладных расходов принята в размере 16%.

Рассчитаем накладные расходы на выполнение НИИ:

$Z_{\text{накл}} = (2089,5 + 46700 + 221128,74 + 33169,31 + 56594,41) * 0,16 = 57549,11$  рублей.

#### **Формирование бюджета научно-исследовательского проекта**

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Таблица 26

Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1. Материальные затраты НИИ	2773,55	2089,5	2451,75
2. Специальное оборудование для научных работ	46700	77000	58100
3. Основная заработная плата	221128,74	221128,74	221128,74
4. Дополнительная заработная плата	33169,31	33169,31	33169,31
5. Отчисления во внебюджетные фонды	56594,41	56594,41	56594,41
6. Накладные расходы	57549,11	62397,11	59431,07
7. Бюджет затрат	417915,12	452379,07	430875,28

#### **7.4. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования**

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения. Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}} = \frac{\Phi_{\text{рi}}}{\Phi_{\text{тах}}}$$

b

$\Phi_{pi}$  – стоимость i-го варианта исполнения;

$\Phi_{max}$  – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

**Интегральный финансовый показатель разработки:**

Исп1:  $I_f = 417915,12/452379,07 = 0,92$ ;

Исп2:  $I_f = 452379,07 /452379,07 = 1$ ;

Исп3:  $I_f = 430875,28/452379,07 = 0,95$ .

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i * b_i;$$

где  $I_{pi}$  - интегральный показатель ресурсоэффективности для i-го варианта исполнения разработки;

$a_i$ - весовой коэффициент i-го варианта исполнения разработки;

$b_i^a$  и  $b_i^p$  - балльная оценка i-го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Таблица 27

Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Адекватность разработки	0,2	5	4	4
2. Простота применения	0,2	4	5	4
3. Энергосбережение	0,4	5	5	3
4. Универсальность	0,1	4	4	3
5. Способствует росту производительности труда	0,1	4	5	4
ИТОГО	1	4,6	4,7	3,5

**Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки**

$I_{p-исп1} = 0,2*5+0,2*4+0,4*5+0,1*4+0,1*4 = 4,6$

$I_{p-исп2} = 0,2*4+0,2*5+0,4*5+0,1*4+0,1*5 = 4,7$ ;

$I_{p-исп3} = 0,2*4+0,2*4+0,4*3+0,1*3+0,1*4 = 3,5$ .

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ( $I_{испi}$ ) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{испi} = \frac{I_{р-испi}}{I_{финр}}$$

$$I_{исп1} = 4,6:0,92 = 5$$

$$I_{исп2} = 4,7:1 = 4,7$$

$$I_{исп3} = 3,5:0,95 = 3,68$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта ( $\text{Эср}$ ):

$$\text{Эср} = \frac{I_{исп1}}{I_{исп2}}$$

Таблица 28

Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,92	1	0,95
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,6	4,7	3,5
3	Интегральный показатель эффективности	5	4,7	3,68
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения (разработка относительно аналога)	1	0,94	0,736

**Вывод:** в ходе выполнения данного раздела были определены финансовый показатель разработки, показатель ресурсоэффективности, интегральный показатель эффективности и, на основании сравнительной эффективности вариантов исполнения, оптимальным был выбран вариант исполнения 1

## **8 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

### **Введение**

Казанский лицензионный участок в административном отношении расположен на территории Кедровского лесничества в Парабельском районе Томской области.

Климат района резко континентальный с суровой и снежной зимой, коротким и теплым летом. Минимальные зимние температуры достигают - 45°C, максимальные летние +30°C. Максимальная скорость ветра достигает 20 м/сек.

В проектном комплексе ГИС запланированы полевые работы и камеральная обработка материала, которые сопровождаются целой группой отрицательно действующих на организм факторов, что существенно снижает производительность труда человека. Для продуктивной работы необходимо, чтобы условия труда на рабочем месте соответствовали психологическим, санитарно - гигиеническим нормам и требованиям безопасности труда.

Производственные факторы, приводящие к травме и другому резкому ухудшению здоровья, классифицируются как опасные, а приводящие к заболеванию организма или снижению работоспособности - вредные. Каждый вид запроектированных геофизических работ характеризуется своим набором вредных и опасных факторов.

Цель данного раздела: идентифицировать опасные и вредные производственные факторы, рассмотреть меры по их предотвращению, а также создать комфортную и безопасную среду для работников.

### **8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

#### **8.1.1 Правовые нормы трудового законодательства**

В компании ООО «ТомскГАЗПРОМГеофизика» предусмотрен вахтовый график работы -1/1 или 2/2. Оплата труда работников, занятых на работах с вредными и опасными условиями труда, устанавливается в повышенном размере, по сравнению с тарифными ставками из-за условий работ (ст.147 ТК РФ).

Обеспечение конфиденциальности информации, связанной с работником, регулируется статьей 86 ТК РФ. Согласно ей, работодатель обязан следить, чтобы сведения оставались скрытыми, защищёнными и не переходили в третьи руки.

Согласно статье 168.1 ТК РФ, работникам, работающим в полевых условиях, работодатель возмещает: расходы по проезду; расходы по найму жилого помещения; дополнительные расходы, связанные с проживанием вне места постоянного жительства и т.д. Размеры и порядок возмещения указанных расходов могут также устанавливаться трудовым договором. Оплата труда на работах в местностях с особыми климатическими условиями производится в порядке и размерах, не ниже установленных трудовым

законодательством и иными правовыми актами, содержащими нормы трудового права (ст.148 ТК РФ).

На работах с вредными или опасными условиями труда, работникам бесплатно выдаются специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты (ст. 221 ТК РФ).

При повреждении здоровья или в случае смерти работника вследствие несчастного случая на производстве, либо профессионального заболевания, работнику (его семье) возмещаются его утраченный заработок (доход), а также связанные с повреждением здоровья дополнительные расходы на медицинскую, социальную и профессиональную реабилитацию, либо соответствующие расходы в связи со смертью работника (ст.184 ТК РФ).

### **8.1.2 Эргономические требования к правильному расположению и компоновки рабочей зоны.**

*Полевой этап:* Геофизические работы в скважинах должны производиться в присутствии представителя "Заказчика" под руководством ответственного специалиста геофизического предприятия.

Геофизические работы разрешается проводить только в специально подготовленных скважинах. Подготовка должна обеспечить безопасную и удобную эксплуатацию наземного геофизического оборудования и беспрепятственный спуск и подъем каротажных зондов и скважинных приборов.

Буровое оборудование скважины должно быть исправно для обеспечения возможности использования его во время проведения всех геофизических работ. Площадка у устья и приемные мостки должны быть исправны и очищены от бурового раствора, нефти, смазочных материалов, снега, льда. Кабель, соединяющий геофизическое оборудование с электросетью, должен подвешиваться на высоте не менее 0,5 м от земли. Подключать геофизическое оборудование к источнику питания необходимо по окончании сборки и проверки электросхемы станции. Скважинные приборы массой более 40 кг допускается переносить с помощью специальных приспособлений (носилок, ремней, клещевых захватов и т.д.).

Выполнение геофизических работ должно быть приостановлено при: сильном поглощении бурового раствора (с понижением уровня более 15 м/ч); возникновении затяжек кабеля, неоднократных остановках скважинных снарядов при спуске; ухудшении метеоусловий: снижении видимости менее 20 м, усилении ветра до штормового (более 20 м/с), сильном обледенении.

*Камеральная обработка:* Интерпретация геофизических данных проводится геофизиком в помещении. Требования к организации рабочего места при работе за компьютером установлены СП 2.2.3670-20 «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда» [18]. Так, площадь на одно рабочее место сотрудника, работающего за жидкокристаллическим или плазменным монитором, может составлять 4,5 м<sup>2</sup>. Уровень освещенности напрямую влияет на интенсивность зрительного утомления, поэтому ей уделяется особое внимание.

Конструкция рабочего стола должна обеспечивать оптимальное размещение на рабочей поверхности используемого оборудования. Оптимальными размерами поверхности рабочего стола для компьютеров являются: ширина – 800 - 1 400 мм, глубина – 800 - 1 000 мм при высоте, равной 725 мм. Монитор на столе нужно располагать на расстоянии 60 – 70 см от глаз пользователя. Клавиатуру следует располагать на поверхности стола на расстоянии 100 – 300 мм от края, обращенного к пользователю. Стул должен обеспечивать поддержание рациональной рабочей позы, позволять изменять ее с целью снижения напряжения мышц спины и шейно-плечевой области. Лучше всего, если рабочее кресло будет подъемно-поворотным, регулируемым по высоте и углам наклона спинки.

В помещениях, должна проводиться ежедневная влажная уборка, а также систематическое проветривание после каждого часа работы. Кроме того, помещение нужно оборудовать системами отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха.

Оптимальными параметрами микроклимата в помещении с компьютерами считаются: температура воздуха – от 19 до 21, относительная влажность – от 62 до 55%, скорость движения воздуха – не более 0,1 м/с.

## **8.2 Производственная безопасность**

В процессе исследования с точки зрения возникающих вредных или опасных производственных факторов общий этап работ может быть разделен на два основных этапа: полевые работы и камеральная обработка.

*Полевые работы:* Геофизические исследования в необсаженной скважине: стандартный комплекс методов каротажа.

*Камеральная обработка:* Обработка геофизических данных на компьютере: - построение литологостратиграфических разрезов; - построение структурных карт; - корреляция данных ГИС

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении полевых и камеральных работ описаны в таблице в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 [17].

Таблица 29 – Вредные и опасные производственные факторы

Факторы ГОСТ 12.0.003-2015 [2].	Этапы работ		Нормативные документы
	Полевой	Камераль	
<i>Опасные</i>			
Движущиеся твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего;	+		ГОСТ 12.3.009– 76 [21] ГОСТ 12.2.003-91 [22]
Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий;	+	+	ГОСТ 12.1.038– 82 [23] ГОСТ 12.1.019-2017 [24] ГОСТ 12.1.030–81 [20]
Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых объектов	+		ГОСТ 12.2.003-91 [22] ГОСТ 12.3.009– 76 [21]
Производственные факторы, связанные с повышенным уровнем ионизирующих излучений;	+		СП 2.6.1.2612-10 [25] СанПиН 2.6.1.2523-09 [36]
<i>Вредные</i>			
Повышенный уровень общей вибрации;	+		СанПиН 1.2.3685-21 [33]
Повышенный уровень шума;	+		ГОСТ 12.1.029-80 [19] ГОСТ 12.1.003– 2014 [27] СП 51.13330.2011 [28]
Производственные факторы, связанные с аномальными климатическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;	+		ГОСТ 12.4.303-2016 [29] МР 2.2.7.2129-06 [30]
Длительное сосредоточенное наблюдение;		+	СП 2.2.3670-20 [18] МР 2.2.9.2311 – 07 [31]
Эмоциональные перегрузки;		+	МР 2.2.9.2311 – 07 [31]
Физическая динамическая нагрузка;	+		МР 2.2.9.2311 – 07 [31]
Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения.		+	СП 52.13330.2016 Актуализированная редакция СНиП 23- 05-95*[32] СанПиН 1.2.3685-21 [33].
Производственные факторы связанные с биологическим воздействием на организм работающего-укусы насекомых или животных.	+		ГОСТ 12.4.011-89 [34] Приказ Минтруда России от 09.12.2014 №997Н [35]

*Полевой этап:*

Движущиеся твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего (движущиеся машины и механизмы).

Причинами ударов по телу работающего служат движущиеся машины и механизмы. Они могут возникнуть вследствие невнимательности работающего персонала или нарушения технологического режима, все это может повлечь травмирование или смертельный исход. Основным требованием к конструкции оборудования является надежность обеспечения безопасности возможности осмотра и своевременный ремонт. Также для снижения травматизма используются такие мероприятия как установка ограждений и предупреждающих знаков [22]. Условия труда по опасному фактору – рассматриваемом объекте соответствуют допустимым нормам.

Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий;

Причинами поражения электрическим током могут быть: повреждение, неисправное состояние электроустановок, случайное прикосновение к токоведущим частям (находящимся под напряжением), отсутствие заземления и др. В результате поражения человека электрическим током возникают электрические ожоги или смерть. Предельно допустимые напряжения прикосновения и токи для человека устанавливаются ГОСТ 12.1.038-82 [23] при аварийном режиме работы электроустановок постоянного тока частотой 50 и 400 Гц. Для переменного тока частотой 50 Гц допустимое значение напряжения прикосновения составляет 2 В, а силы тока — 0,3 мА, для тока частотой 400 Гц соответственно - 2 В и 0,4 мА; для постоянного тока — 8 В и 1 мА. Условия труда по опасному фактору – действие электрического тока на рассматриваемом объекте соответствуют допустимым нормам.

Средства защиты подразделяются на основные и дополнительные. К основным, до 1000В, относятся: изолирующие клещи, указатели напряжения, диэлектрические перчатки и монтерский инструмент с изолированными рукоятками. Дополнительные до 1000В диэлектрические калоши, коврики и подставки.

Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых объектов.

При проведении комплекса ГИС рабочим приходится сталкиваться с острыми кромками конструкции роторного стола и геофизического оборудования. Основные причины травматизма при разработке ресивера: неисправные инструменты и оборудование, несоблюдение техники безопасности, отсутствие спецодежды, а также защиты глаз, лица.

Меры безопасности: периодический контроль инструментов и оборудования на исправность; проверка рабочих на знание и соблюдение техники безопасности; регулярное

наблюдение за внешним видом рабочих (спецодежда и средства защиты открытых участков тела должны быть у каждого рабочего), также в целях предупреждения перед опасными объектами рекомендуется разместить специальные таблички. Для предотвращения травм связанных с движущимися машинами целесообразно установить ограждающие сооружения (сетку, тумбы). На детали оборудования, имеющие острые и шероховатые поверхности, установить защитные кожухи, там, где это возможно.

#### Производственные факторы, связанные с повышенным уровнем ионизирующих излучений:

При проведении методов гамма-плотностного каротажа в качестве источника гамма – квантов используется  $Cs^{137}$ , который в свою очередь является испускает ионизирующее излучение. Воздействие на человека ионизирующего излучения называют облучением. Облучение может вызвать нарушения обмена веществ, инфекционные осложнения, лейкоз и злокачественные опухоли и т.д. Согласно СанПиН 2.6.1.2523-09 [36] норма составила: 20 мЗв в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 50 мЗв в год.

Для того чтобы обезопасить обслуживающий персонал от вредного действия, необходимо организовать правильное хранение радиоактивных элементов, транспортировку и работу с ними на скважине, а также не допускать загрязнение этими веществами рабочих мест. Проведение инструктажа с персоналом по правилам обращения с радиоактивными элементами должно проводиться не менее раза в год, после инструктажа рекомендуется проводить тестирования. В целях недопущения негативного влияния излучений на организм работника, предполагается каждодневное использование коллективного дозиметра, который будет находиться у вагона мастера.

#### Повышенный уровень общей и локальной вибрации

Основным источником вибраций является оборудование, выполняющее спускоподъемные операции. Длительное воздействие вибрации на организм человека приводит к утомлению, неврологическому поражению и сосудистым нарушениям. Значение общей вибрации не должно превышать 112 дБ. Условия труда по опасному фактору соответствует нормам. Для уменьшения влияния вибрации используют такие методы как: отстройкой от режима резонанса путем рационального выбора массы или жесткости колеблющейся системы; динамическое гашение колебаний; рациональная организация режима труда и отдыха.

#### Повышенный уровень шума

Источником шума являются буровая установка, каротажный подъемник, дизельная электростанция. Шум является не только причиной несчастных случаев, но и заболеваний слухового аппарата. Максимальный уровень шума на рабочем месте не должен превышать

80 дБ [27]. Основные мероприятия по борьбе с ударным и механическим шумом: виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов, использование средств индивидуальной защиты (наушники, шлемы).

Производственные факторы, связанные с аномальными климатическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего.

Неблагоприятные метеорологические условия снижают работоспособность, могут вызвать изменение частоты пульса, артериального давления, напряжение нервной системы, перегрев организма и т.д. Комфортная температура для человека 20-25 °С. При отрицательных температурах и осадках следует ограничивать время нахождения работников на открытом воздухе, а также применять средства защиты от дождя и холода в виде дождевиков и термобелья.

Физическая динамическая нагрузка.

При проведении геофизических исследований работнику приходится поднимать, переносить тяжелые геофизические приборы, что приводит к региональным и общим мышечным нагрузкам. Нагрузки такого рода могут привести к болезням суставов, травмированию мышц и т.д. Согласно МР 2.2.9.2311 – 07 [31], для профессиональных групп, трудовая деятельность которых связана с общими нагрузками, перерывы следует проводить через каждые 1,5-2 часа. Время перерыва необходимо заполнить физкультурной паузой и пассивным отдыхом, для предотвращения травм, связанных с подниманием тяжелых грузов необходимо использовать носилки или же механический подъемник.

Производственные факторы связанные с биологическим воздействием на организм работающего-укусы насекомых или животных.

При проведении работ на открытом воздухе, работник может столкнуться с биологическим воздействием на организм – это укусы насекомых, клещей. Укусы могут спровоцировать раздражение кожи, если насекомые переносят инфекцию, то есть риск заражения клещевым энцефалитом и малярией. Для уменьшения степени воздействия биологического фактора, каждому рабочему необходимо выдавать средства индивидуальной защиты-аэрозоли, также форму, закрывающую открытые участки тела. Для предотвращения заболеваний все рабочие должны иметь профилактические прививки и обязательное медицинское страхование.

*Камеральная обработка*

Электрический ток.

Источником электрического тока в помещении является электрическая сеть. Причины электротравматизма: нарушение правил и инструкций; ухудшение электроизоляции, дефекты монтажа; переутомление. Воздействия электрического тока на

человека приводит к образованию электрических ожогов или даже к смерти. Предельно допустимые напряжения прикосновения и токи для человека устанавливаются ГОСТ 12.1.038-82 [23]. Основными мерами по обеспечению безопасности являются: организация регулярной проверки изоляции токоведущих частей оборудования помещения; регулярный инструктаж по оказанию первой помощи при поражении электрическим током; защитное заземление и защитное отключение. Данные меры регламентируются следующими нормативными документами: ГОСТ 12.1.030-81 [20], ГОСТ 12.1.019-2017 [24] и ГОСТ 12.1.038-82 [23].

#### Длительное сосредоточенное наблюдение и эмоциональные нагрузки.

Длительное наблюдение и эмоциональные нагрузки при проведении интерпретации данных ГИС вызывает снижение работоспособности в связи с плохим психосоматическим состоянием, рост травматизма (ухудшение зрения, изменения осанки). Для уменьшения влияния вредного фактора необходимо соблюдать время работы и отдыха, оснащение рабочего места с учетом физиолого-анатомических особенностей работника, согласно СП 2.2.3670-20 [18].

#### Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения.

При длительной работе в условиях недостаточной освещенности, происходит негативное воздействие на организм человека, такое как: развитие близорукости, головная боль, ухудшение зрения и пр. Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300-500 лк. Освещение не должно создавать бликов на поверхности экрана, согласно СанПиН 1.2.3685-21 [33].

Проведем расчет общего равномерного искусственного освещения горизонтальной рабочей поверхности методом коэффициента светового потока. Производственное помещение с размерами: длина  $A = 10$  м, ширина  $B = 7$  м, высота  $H = 3,5$  м. Высота рабочей поверхности  $h_{рп} = 0,6$  м. Требуется создать освещенность  $E_n = 300$  лк Коэффициент отражения стен  $\rho_c = 30\%$ , потолка  $\rho_n = 50\%$ . Коэффициент запаса  $K_z = 1,5$ , коэффициент неравномерности  $Z = 1,1$ . Выбираем светильник ОД:  $\lambda = 1,4$ , примем  $h_c = 0,5$  м.,

Рассчитываем систему общего люминесцентного освещения.

Выбираем светильники типа ОД,  $\lambda = 1,4$ , приняв  $h_c = 0,5$  м, получаем:  $h = 3,5 - 0,5 - 0,6 = 2,4$  м;  $L = 1,4 * 2,4 = 3,4$  м;  $l = L/3 = 1,1$  м.

$h$  - расчетная высота,  $L$  - расстояние между светильниками,  $l$  - расстояние от стены до торца светильника.

Определяем количество рядов  $n_{ряд}$  и количество светильников в ряду  $n_{св}$  ( $l_{св}$  – длина

$$\text{светильника} = 1,23 \text{ м.}): n_{ряд} = \frac{(B - L * \frac{2}{3})}{L} + 1 \approx 3; n_{св} = \frac{(A - L * \frac{2}{3})}{l_{св} + 0,5} \approx 5$$

Размещаем светильники в три ряда. В каждом ряду можно установить пять светильников типа ОД мощностью 40 Вт, при этом расстояние между светильниками в ряду составляют 33 см., изображаем план помещения и размещаем на нем светильники, учитывая, что в каждом светильнике установлено по две лампы, общее число ламп в помещении:  $N_{л}=30$  шт.

$$\text{Находим индекс помещения: } i = \frac{S}{h*(A+B)} = \frac{70}{2,4*(7+10)} = 1,72$$

Коэффициент использования светового потока:  $\eta - 0,55$

$$\text{Определяем потребный световой поток в каждом из рядов: } \Phi = \frac{E_{н}*S*Kз*Z}{N_{л}*\eta} = 2100 \text{ лм.}$$

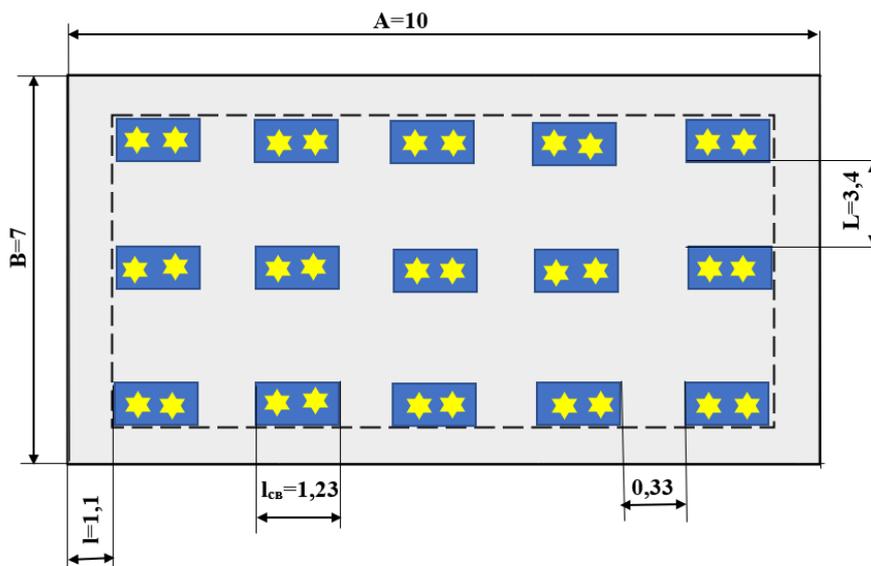
Выбираем ближайшую стандартную лампу –ЛД 40 Вт с потоком 2300 лм.

Делаем проверку выполнения условия:

$$-10\% \leq \frac{\Phi_{л.станд}-\Phi_{л.расч}}{\Phi_{л.стан}} * 100\% \leq +20\%, \text{ получаем: } -10\% \leq 9 \leq +20\%.$$

Электрическая мощность всей осветительной системы:  $P=N_{л}*P_{л}=1200$  Вт.

Рисунок 28 – План расположения светильников



### 8.3 Экологическая безопасность

#### 8.3.1 Воздействие на селитебную зону

В процессе выполнения комплекса ГИС происходит наполнения околоскважинного пространства буровым раствором (в основном это глинистый раствор с добавлением различных химических элементов), некоторые методы (сейсморазведка) предусматривают использование пиротехнических зарядов для подрыва участка земли в целях создания начального импульса. В результате этого, возможно возникновения обвалов территорий, образование оврагов и других тектонических нарушений. Площадь месторождения становится непригодной для проживания и строительства. В целях уменьшения вредного

воздействия проводятся комплекс мероприятий по засаживанию территорий деревьями и другой растительностью.

### **8.3.2 Воздействие на литосферу**

Вредное воздействие на литосферу заключается в загрязнении горюче-смазочными материалами (дизельное топливо, моторное масло), и жидкостью, которой заполнена скважина (нефть, газоконденсат, состоящий из бензиновых и керосиновых компонентов). Предельно допустимые концентрации химических веществ в почве устанавливаются СанПин 1.2.3685-21 [33]. Для предотвращения загрязнения почв на месторождении планируются регулярные контрольные проверки двигателей автомашин, а также, при проведении работ в скважине, использование нового очистного оборудования, не подлежащего износу, с двойными уплотнителями, не допускающими утечек бурового раствора по геофизическому кабелю. Помимо вышеперечисленного, необходимо организовать утилизацию твердых бытовых отходов (ТБО) на месторождениях методом сжигания или захоронением на специально оборудованных площадках.

### **8.3.3 Воздействие на атмосферу**

Источником загрязнения атмосферы будут являться выхлопные газы от работы каротажной станции, которые содержат в себе оксид азота ( $\text{NO}_2$ ), оксид углерода ( $\text{CO}$  – угарный газ), диоксид серы ( $\text{SO}_2$ ), сажу и т.д. Предельная допустимая среднесуточная концентрация данных веществ будет составлять: оксиды азота:  $0,04-0,06 \text{ мг/м}^3$ , оксид углерода:  $3 \text{ мг/м}^3$ , диоксид серы:  $0,05 \text{ мг/м}^3$ , метан:  $7000 \text{ мг/м}^3$  [33].

Для исключения сверхнормативного выброса в атмосферу загрязняющих веществ, планируется использование исправных установок с ежемесячным контролем за выбросом загрязняющих веществ, снабжение выхлопных труб автомобилей нейтрализаторами. Создание зоны зелёных насаждений вдоль дорог.

### **8.3.4 Воздействие на гидросферу**

Скважина, в которой будут проводиться проектируемые исследования находится на отсыпанном песком месте в заболоченном участке, что влечет за собой вероятность загрязнения гидросферы, путем просачивания загрязняющих агентов (нефть, газоконденсат, дизельное топливо) через песок.

Кусты должны быть оборудованы емкостями для временного хранения скважинной жидкости, которая стравливается по шлангу в емкость во избежание попадания их в гидросферу. После окончания работ отходы будут утилизированы.

## **8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Возникновению ЧС при проведении геологоразведочных работ способствуют различные факторы, такие как: природные катастрофы (наводнения, ураган, цунами, и др.);

геологические воздействия (землетрясения, оползни, обвалы и др.) и техногенные аварии (пожар, загрязнение подземных вод, взрыв газа и др.).

Наиболее вероятная ЧС на рассматриваемом объекте — пожар, вызванный возгоранием нефтепродуктов. Возможные причины разгерметизации: механические повреждения ёмкости, ошибки, допущенные при эксплуатации ёмкости и дефекты в сварных элементах сосуда. Причинами возникновения пожаров в полевых условиях являются: неосторожное обращение с огнем; неисправность или неправильная эксплуатация электрооборудования; разряды статического и атмосферного электричества, чаще всего происходящие при отсутствии заземлений и молниеотводов; неисправность производственного оборудования и нарушение технологического процесса. ГОСТ 12.1.004-91 [37]. Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, проходят специальную противопожарную подготовку, которая состоит из первичного и вторичного инструктажей. По окончании инструктажей проводится проверка знаний и навыков. Ответственные за пожарную безопасность обязаны: разъяснить подчиненным порядок действий в случае загорания или пожара; обеспечить исправное содержание и постоянную готовность к действию средств пожаротушения.

Действия во время пожара: сообщить о пожаре, организовать эвакуацию людей из опасной зоны, привести в действие систему противопожарной защиты, организовать (по возможности) тушение очага пожара, организовать встречу пожарных, провести проверку персонала.

Ликвидация последствий пожара — это действия, относящиеся к завершающей стадии тушения пожара. Этап состоит из мероприятий по локализации очага возгорания и окончательного подавления огня. Под локализацией очага пожара подразумевается полная изоляция эпицентра ЧС от соседних объектов, включая ближайшие помещения, здания, сооружения, соседствующие технические средства и оборудование.

### **Вывод**

В разделе «Социальная ответственность» рассмотрены вопросы безопасности труда работников геофизической компании и выявлено, что фактические значения потенциально возможных факторов соответствуют нормативным значениям.

Категория производственного помещения по электробезопасности соответствует второму классу – «помещения с повышенной опасностью»

Согласно правилам по охране труда при эксплуатации электроустановок персонал должен обладать II группой допуска по электробезопасности. Присвоение II группы по электробезопасности производится путём обучения в учебном центре по программе не менее 72 часов. Подготовка может проводиться на предприятии силами своих специалистов

и должна проходить не менее 20 часов. В присутствии сотрудника II группы могут работать сотрудники I группы.

Категория тяжести труда в производственном помещении по СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания" относится к категории Пб (работы, связанные с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением) – физические работы средней тяжести [33].

Согласно СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» мобильная каротажная станция имеет категорию помещения группы В2 [38].

Проведение ГИС на месторождении, согласно постановлению от 31 декабря 2020 года N 2398, относится к I категории деятельности, оказывающей значительное негативное воздействие на окружающую среду [39].

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В дипломном работе было рассмотрено Казанское нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное в Парабельском районе Томской области. Были изучены его геолого-геофизические характеристики, такие как стратиграфия, тектоника, нефтеносность и петрофизические свойства горных пород. По результатам анализа ранее проведенных сейсморазведочных работ, была запроектирована разведочная скважина, в которой будет проведен комплекс геологоразведочных работ с целью уточнения литологического строения и коллекторских свойств возвышенности в северной части лицензионного участка. Исходя из запроектированного комплекса и ранее проведенных исследований, была составлена физико-геологическая модель месторождения, приведена методика и интерпретация геофизических работ.

Специальное исследование, посвящено анализу, обоснованию и выбору оптимального комплекса ГИС для решения поисково-разведочных задач на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Волкова В.С., Архипов С.А., Бабушкин А.Е. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Кайнозой Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2002. – 246 с.
2. Елкин Е.А., Краснов В.И., Бахарев Н.К. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Палеозой Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2001, 163 с.
3. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско- кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. Новосибирск, СОРАН, ИГиГ, 2002.
4. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. Новосибирск, СНИИГГиМС, ИГНГ СО РАН, 2003 г.
5. Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Л., Девятов В.П. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система. Новосибирск: Изд-во СО РСН, филиал «ГЕО», 2000, 480с.
6. Богачев С.В. Вараксин В.В. и др. Проект разведки Казанского газоконденсатного месторождения. ОАО «Газпром», ОАО «Востокгазпром», ОАО «Томскгазпром», Томск, 2003.
7. Авторский надзор за выполнением проектных решений по ОПР Казанского месторождения. – Томск: НИ ТПУ, 2009. – 76с.
8. Пособия ООО «ТомскГАЗПРОМгеофизика» для стажеров.
9. Технологическая схема разработки Казанского нефтегазоконденсатного месторождения Томской области по состоянию на 01.01.2012 г. – Томск: ОАО «Томскгазпром», 2012 г. – 256 с.
10. Молчанов А.А., Лукьянов Э.Е., Рапин В.А. Геофизические исследования горизонтальных скважин. Санкт-Петербург, 2001, 298 с
11. Калмакаров Л.В. Нефтегазоносные провинции и области России и сопредельных стран: Учеб. для вузов. – М.: Нефть и газ, 2003. – С. 226-227
12. Ханин А. А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. М.: Недра, 1969. – С.106.
13. Геофизические методы исследования / под ред. В.К. Хмелевского. – М.: Недра, 1988г. – С. 23259
14. РД 153-39.0-072-01 «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах, М., 2001. – С/.202

15. Материалы по Казанскому месторождению: общие сведения, геолого-геофизическая изученность, литолого-стратиграфическая характеристика разреза, тектоническое строение месторождения, физико-литологическая характеристика пород продуктивных пластов и т.д. /Геологический отдел ООО «ТОМСКГАЗПРОМГЕОФИЗИКА»
16. Геофизические методы исследования скважин: Справочник геофизика / Под ред. В.М. Запорожца. - М.: Недра, 1983 г. - 591с.
17. ГОСТ 12.1.003–15 Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация;
18. СП 2.2.3670-20 «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда»
19. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума. Классификация;
20. ГОСТ 12.1.030–81\* Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление;
21. ГОСТ 12.3.009-76\* "Система стандартов безопасности труда. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности"
22. ГОСТ 12.2.003-91 "Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности"
23. ГОСТ 12.1.038-82\* "Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов"
24. ГОСТ 12.1.019-2017 "Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты"
25. Санитарные правила и нормативы СП 2.6.1.2612-10 Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности (ОСПОРБ-99/2010)
26. СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания"
27. ГОСТ 12.1.003-2014 "Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности"
28. «Свод правил СП 51.13330.2011 "СНиП 23-03-2003. Защита от шума".
29. ГОСТ 12.4.303-2016 «Система стандартов безопасности труда. Одежда специальная для защиты от пониженных температур. Технические требования»
30. МР 2.2.7.2129—06 "Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях"

31. МР 2.2.9.2311-07 "Профилактика стрессового состояния работников при различных видах профессиональной деятельности"
32. Свод правил СП 52.13330.2016 "Естественное и искусственное освещение"  
Актуализированная редакция СНиП 23-05-95\*
33. Санитарные правила и нормы СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания"
34. ГОСТ 12.4.011-89 "Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация"
35. Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 9 декабря 2014 г. N 997н "Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам сквозных профессий и должностей всех видов экономической деятельности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением"
36. СанПиН 2.6.1.2523-09 "Нормы радиационной безопасности НРБ-99/2009"
37. ГОСТ 12.1.004-91 "Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования"
38. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»
39. Постановление Правительства РФ от 31 декабря 2020 г. N 2398  
"Об утверждении критериев отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий"



## ПРИЛОЖЕНИЕ 2

### Структурная карта по кровле пласта Ю1 2

